

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА
21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на
Крапивинском месторождении

Руководитель _____ канд. физ-мат. наук, профессор Квеско Б.Б.
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Нефедовская М.Е.
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты: _____ Мусяченко Е.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ Помолотова О.В.
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалавровской работ

Студенту Нефедовской Марине Евгеньевне

Группа ГБ 12-04 Направление (специальность): 21.03.01.02

«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема выпускной квалификационной работы: «Анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на Крапивинском месторождении».

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР _____
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР Проект разработки Крапивинского месторождения ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», фондовая и периодическая литература

Перечень разделов ВКР Введение, 1. Геология месторождения, 2. Технологическая часть, 3. Специальная часть, 4. Безопасность и экологичность, Заключение.

Перечень графического материала Обзорная карта Крапивинского месторождения ; схематичный геологический разрез по линии скважин 214-208-312-314-211-61-191; запасы нефти по подсчетам на 05.2001 и 01.2013гг ; динамика изменения добычи жидкости и нефти, динамика компенсации жидкости фондом скважин ППД; данные по добычи жидкости и нефти и вводе новых скважин Крапивинского месторождения; динамика изменения эксплуатационного и ППД фонда скважин ; динамика проведения ГРП на Крапивинском месторождении; анализ эффективности дебитов нефти после проведения ГРП .

Руководитель ВКР _____
подпись _____ инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____
подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 62 страниц и содержит 12 рисунков, 11 таблиц, список литературы включает 38 источников.

Объектом исследования являются методы интенсификации притока жидкости к скважинам.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, НЕФТЬ, ЗАПАСЫ, ДЕБИТ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА (ГРП).

Цель работы – анализ и оценка технологической эффективности применения метода интенсификации притока жидкости к скважинам с помощью гидравлического разрыва пласта на юрских отложениях Крапивинского месторождения.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о географическо-административном положении месторождения и его природно-климатических условиях. Она содержит геолого-геофизические характеристики месторождения и особенности геологического строения.

Дан анализ результатов пробной эксплуатации скважин и текущего состояния разработки, а также проведено обоснование выделения эксплуатационных объектов, системы вытеснения и технологий воздействий на пласт.

Изучена технологическая эффективность применения методов интенсификации, принципов проведения гидроразрыва пласта (ГРП).

Так же уделено внимание безопасности и экологичности.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геология месторождения	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	9
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	14
1.4 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов	16
1.5 Запасы нефти и газа.....	19
1.6 Осложняющие факторы	20
2 Технологическая часть	21
2.1 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения	21
2.2 Анализ состояния фонда скважин	24
2.3 Описание технологий применения методов интенсификации притока жидкости к скважинам на Крапивинском месторождении.....	26
2.3.1 Принцип проведения перфорации	27
2.3.2 Принцип проведения кислотной обработки	28
2.3.3 Принцип проведения ГРП.....	28
3 Специальная часть	29
3.1 Технология проведения ГРП	29
3.2 Анализ мероприятий по ГРП	30
3.3 Агрегаты и технические средства, применяемые при ГРП.....	37
3.4 Расчет основных параметров ГРП.....	40
3.5 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта.....	44
4 Безопасность и экологичность.....	47
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	48
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	49

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	50
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	52
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	54
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	56
4.7 Экологичность проекта	58
Заключение	59
Список сокращений.....	60
Список используемых источников.....	61

ВВЕДЕНИЕ

Крапивинское локальное поднятие выявлено в 1966 г. сейсморазведкой МОВ, в поисковое бурение введено в 1969 году. После бурения трех поисковых скважин, выявивших низкопродуктивные нефтеносные пласты Ю₁² и Ю₁³, поисково-разведочные работы на площади с 1970 г. были приостановлены. После проведения в 1980-1982 годах детализационных сейсмических исследований МОГТ, уточнивших строение собственно Крапивинского и выявивших юго-западнее его Западно-Крапивинское поднятие, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю₁³.

С 1991 г. разведочные работы на месторождении велись для уточнения его геологической модели, повышения категоричности запасов и получения дополнительных геолого-промысловых данных для составления технологической схемы разработки.

Большая продолжительность разведочного этапа объективно связана со сложностью геологического строения месторождения. В частности, временный спад темпов разведочных работ был вызван отрицательными результатами по ряду присводовых разведочных скважин, где не было получено промышленных притоков нефти, а в скважине № 192, более того, был получен приток пластовой воды из основного продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴. Однако последующая корректировка направлений геологоразведочных работ на основе новых представлений о геологической модели месторождения позволила пробурить несколько высокопродуктивных разведочных скважин в северо-западной части месторождения, резко увеличить эффективность работ, прирастить значительное количество запасов нефти, а также значительно поднять оценку перспективности и месторождения в целом.

Учитывая сложность геологического строения месторождения, для решения многих задач на месторождении необходима постановка пробной

эксплуатации с использованием разведочных и бурением ограниченного числа оценочных эксплуатационных скважин.

Поскольку месторождение принадлежит двум недропользователям, из которых один недропользователь (ОАО «Томскнефть») завершил пробную эксплуатацию северной залежи, а второй недропользователь (ОАО «Газпром нефть») только приступил к пробной эксплуатации юго-западной части южной залежи, то в настоящей технологической схеме, инициатором которой является ОАО «Томскнефть», основные проектные решения обоснованы только по Томской области. При этом с ОАО «Газпром нефть» согласовано, что по границе двух областей будет располагаться ряд нагнетательных скважин, который формируется силами обеих компаний. В ВКР проанализирован материал по геологическим основам и технологическим показателям разработки Крапивинского месторождения, определены принципиальные технологические решения по развитию месторождения.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Территория Крапивинского месторождения расположена в Каргасокском районе Томской области, и лишь небольшая по площади его юго-западная часть входит в состав Омской области Западной Сибири. Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию.(рисунок 1)

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайший населенный пункт - пос. Новый Васюган расположен в 70 км на северо - восток от месторождения, где имеются небольшой аэропорт, почта, телеграф.

Дорожная сеть на месторождении развита слабо. В 60 км на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Каймысовскую группу нефтяных месторождений (Первомайское, Катальгинское, Зап. Катальгинское и др.), с Игольско-Таловым, пос. Новый Васюган и

г.Стрежевой. С 2009 г была построена круглогодичная дорога Игольско-Таловое месторождение – Крапивинское месторождение.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -50°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает от 1 до 1,5 м. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая (до 50-60%) заболоченность пойм рек и территории в целом. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель, кедр).

Ближайшие месторождения, находящиеся в разработке: Игольско-Таловое нефтяное месторождение (77 км на юго-восток), Западно-Моисеевское (7 км на север), Лесмуровское (11 км на север), Двуреченское (16 км на север), мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго-восток). Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения Федюшкинское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

В апреле 2002 г. запущен нефтепровод Ду-635, соединяющий месторождение Крапивинское с УПН п. Пионерный.

Линии ЛЭП на месторождениях развиты. Энергоснабжение на Крапивинском месторождении осуществляется посредством ВЛЭП 110 КВ с Игольско-Талового месторождения от подстанции 110/35/5 2X25 МВА.

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте. Пески, супеси, необходимые для отсыпки лежневых оснований внутрипромысловых дорог и кустов, добываются карьерным способом в районе Лесмуровского месторождения.

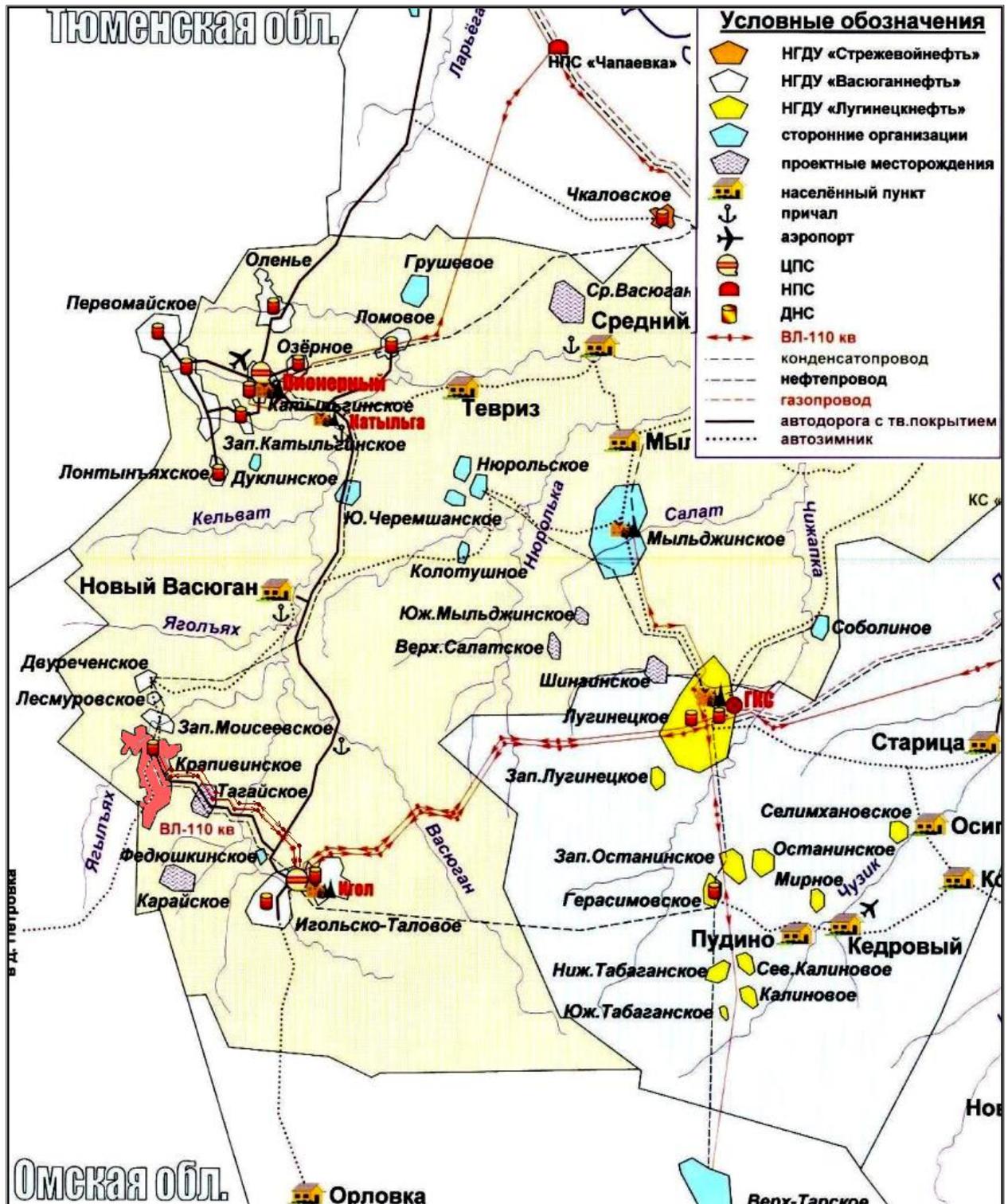


Рисунок 1. Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области

Для технического водоснабжения скважин и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды регионально выдержанного сеноманского водоносного комплекса отложений (Покурская свита). Для питьевого водоснабжения пригодны подземные воды

из отложений Новомихайловской свиты палеогена. После санитарной обработки для этих же нужд можно использовать и поверхностные воды местных рек.

Месторождение принадлежит двум недропользователям: ОАО «Томскнефть» и ОАО «Газпром нефть», при этом согласовано что по границе двух областей будет располагаться ряд нагнетательных скважин, который формируется силами обеих компаний.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

В геологическом строении района Крапивинского месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: палеозойского складчатого фундамента и мезо-кайнозойского платформенного чехла. Отложения чехла залегают на денудированной и выветренной поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом, вскрыты и изучены бурением поисково-разведочных скважин. (рисунок 2, 3 и 4)

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин на основании корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом.

Исследования были выполнены по образцам керна нефтенасыщенного коллектора пластов Ю₁² и Ю₁³, вскрытых различными скважинами на Крапивинском месторождении.

Отложения пласта Ю₁³ проанализированы в интервале 2763,4 – 2781,2 м. В нижней части они представлены алевролитами и мелкозернистыми песчаниками, в верхней – средне-крупнозернистыми песчаниками. В породах постоянно отмечается присутствие глинистого матрикса. Структура алевропсаммитовая и псаммитовая.

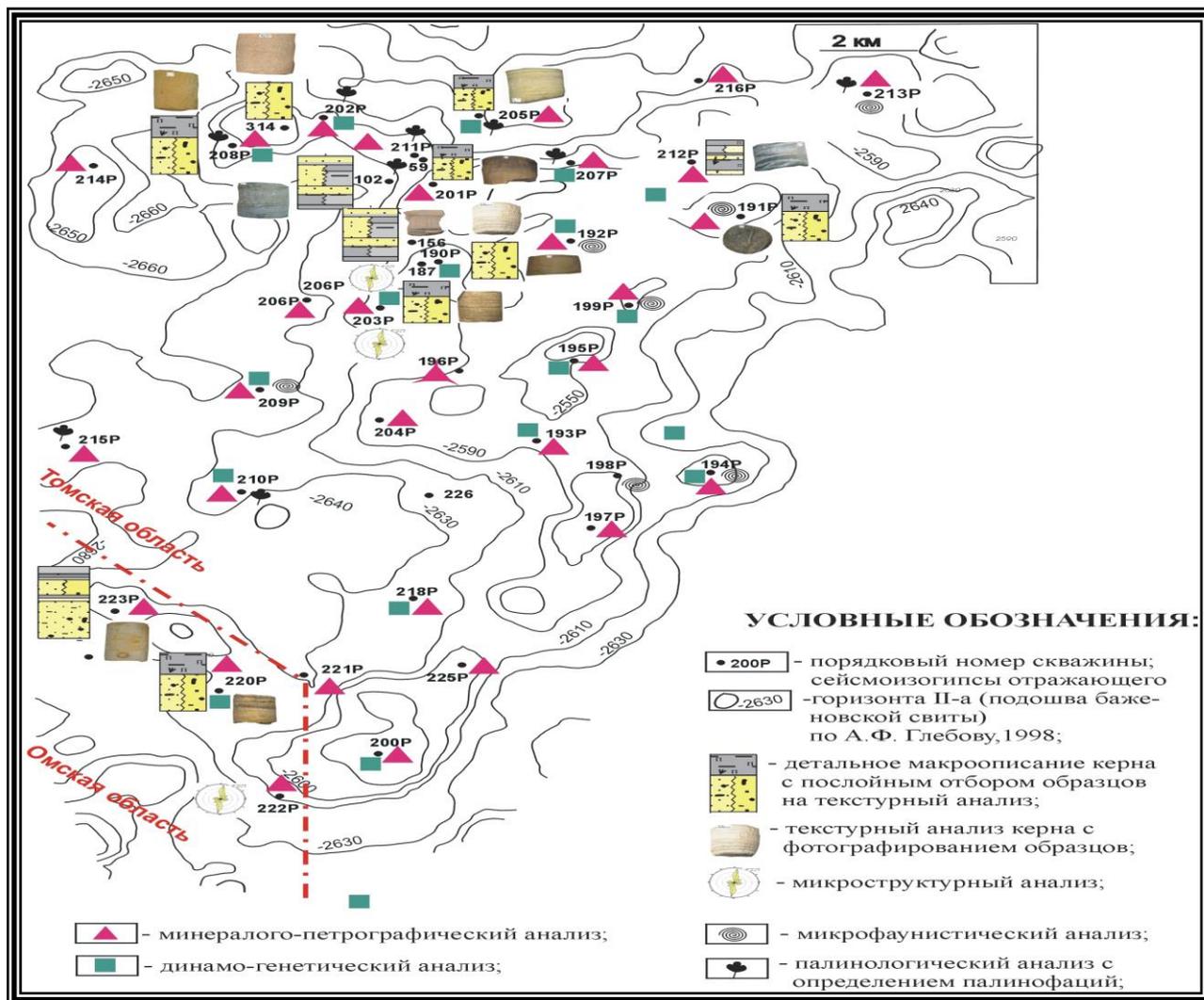


Рисунок 2. Схема литологической изученности

Терригенный материал, слагающий алевроито-песчаные породы, в целом имеет полуугловатую, полуокатанную и окатанную форму зерен, хотя в нижней части встречаются и плохо окатанные.

Проведённый комплекс петрофизических и литологических исследований на контрольной коллекции образцов керна позволяет сделать следующие выводы:

- для баровых песчаников характерна слоистая микро и макронеоднородность, которая наиболее значительно проявляется в проницаемой части разреза, приуроченной к кровле резервуара;
- пласт Ю₁³ представлен, в основном, средне-крупнозернистыми песчаниками, обломочно-осадочный материал которых формировался в условиях волноприбойной деятельности морского побережья (устьевого бара).

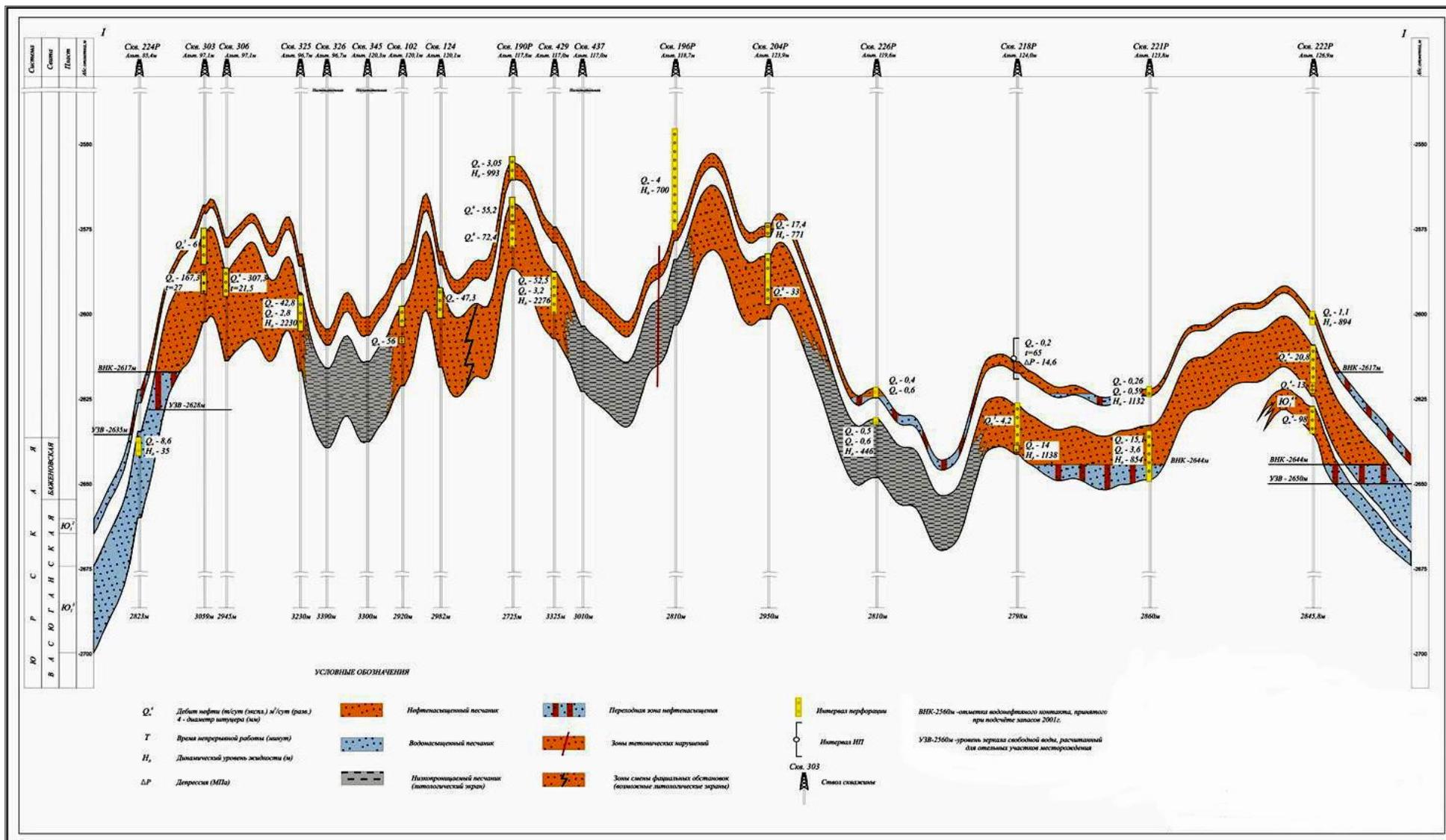


Рисунок 3. Геологический разрез пластов по данным геологоразведочного бурения

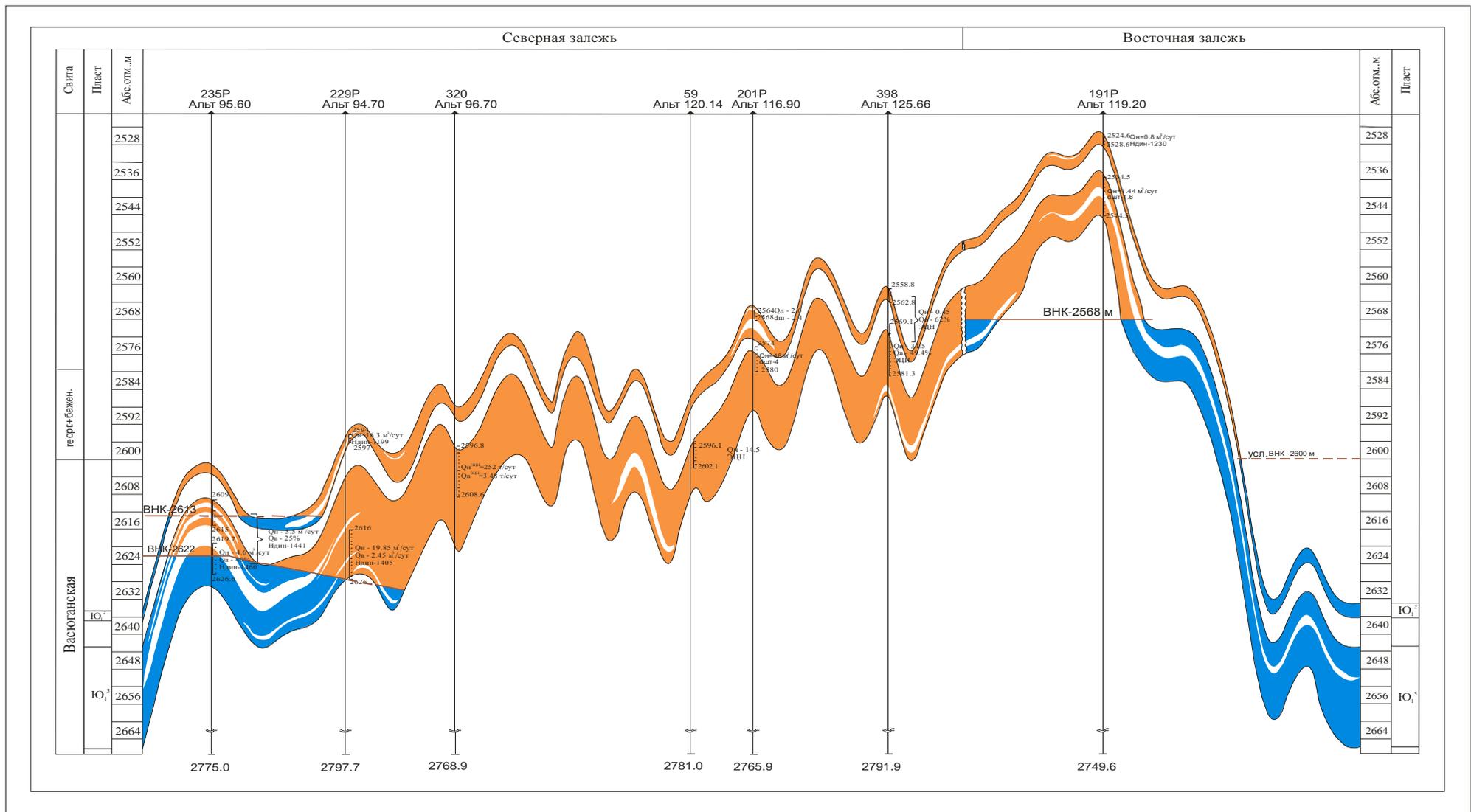


Рисунок 4. Геологический разрез по данным геологоразведочного бурения

По данным микроструктурного анализа отслеживается северо-восточное направление береговой линии, что согласуется с предлагаемой фациальной моделью строения барового осадочного комплекса в северной части Крапивинского поднятия. Наличие элементов потоковых фаций северо-западного направления можно связывать с наличием разрывных течений осложняющих морское побережье.

- в целом по разрезу скважины фациальные и динамические условия осадконакопления вышеуказанных пластов характеризуются изменчивостью во времени и пространстве.

Реализуемая в настоящее время технологическая схема разработки месторождения основана на литологической модели пласта Ю₁³, согласно которой наблюдаемая «мозаика» распределения залежей нефти обусловлена наличием в теле коллектора серии низкопроницаемых зон, выполняющих роль фронтальных экранов. Бурением скважины установлено, что ранее считавшаяся единой северная залежь разделена зоной малопроницаемых пород на две обособленных.

По результатам детальной корреляции пласт был разделен на 3 литологических пачки (далее по тексту – литопачки или пачки): Ю₁^{3А}, Ю₁^{3Б} и Ю₁^{3В} (А, Б и В). Пачки А и Б представляют собой единое геологическое тело с общим водонефтяным контактом и в большинстве скважин плотный прослой между ними отсутствует.

Пачка Ю₁^{3В} представлена в основании разреза песчаниками с тонкими прослоями алевритового и глинистого материала. Характерна прерывистая горизонтальная слоистость за счет слюды, глинистого материала и растительного детрита. Аллотигенные компоненты в основном представлены кварцем, полевыми шпатами. Обломки пород присутствуют в меньшем количестве (силициты, кварциты, сланцы, аргиллиты, глины). Встречаются листочки биотита. Порода послойно обогащена растительным детритом буро-красного цвета. Цемент пленочно-поровый, поровый глинистый и глинисто-гидрослюдистый.

В строении пласта Ю₁² принимают участие алевропесчаники. Наличие в отложениях прослоев глинистого материала в ассоциации с обугленным растительным детритом, слюдой, сидеритом обуславливает прерывистую, волнисто-горизонтальную и волнисто-косую слоистость. Структура алевросаммитовая, псаммитовая. В обломочной части отмечаются кварц, калиевые полевые шпаты, пертиты, плагиоклазы, часто пелитизированные и серицитизированные. Среди обломков пород наблюдаются микрокварциты, гранитоиды, алевролиты, сланцы. Из акцессорных минералов встречается эпидот. Следует отметить, что для всех пород характерна пиритизация. Цементация пленочно-поровая глинистая и гидрослюдистая. Широко развиты растительные остатки и ОВ, фиксируемые в межзерновом и поровом пространстве в виде бурых пятен. Породы слабопроницаемые.

В пласте вскрыта одна залежь, которая распространена практически на всей территории поднятия, за исключением юго-восточного склона. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная на юго-восточном склоне поднятия, с размерами 27 x 14 км и высотой 103 м. Эффективная толщина пласта небольшая – от 0,6 до 6,6 м, в среднем составляя 2,5 м. Водонефтяной контакт в залежи имеет наклонный характер. На большей части площади он имеет отметку 2617 м. Пласт характеризуется следующими показателями неоднородности: средний коэффициент песчаности 0,868, средняя расчлененность 2,1.

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Характеристика продуктивных пластов приводится по четырем показателям: толщинам (общей, эффективной и нефтенасыщенной); коллекторским свойствам (проницаемости и открытой пористости); неоднородности (расчлененности и песчаности) и нефтенасыщенности, таблица 1.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю₁ - пластами Ю₁² над угольной толщи и Ю₁³ под угольной толщи, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁^{МУ} толщиной 4-10 м.

Пласт Ю₁² развит практически повсеместно по площади. Пласт Ю₁² по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития. Керн отобран и проанализирован практически во всех разведочных скважинах.

В большинстве опробованных скважин притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м³/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м. притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м³/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м . При опробовании в процессе бурения пласта Ю₁² при депрессии 14,6 МПа получено 0,2 м³/сут нефти.

Коэффициенты продуктивности скважин низкие, варьируют от 0,07 м³/сут•МПа до 2,51 м³/сут•МПа, составляя в среднем 0,5 м³/сут•МПа. Газовый фактор 24 – 36 м³/м³. Пластовое давление – от 26,4 МПа до 27,6 МПа.

Пласт характеризуется следующими показателями неоднородности: средний коэффициент песчаности 0,868, средняя расчлененность 2,1.

Пласт Ю₁³ является основным объектом разработки. Особенности геологического строения залежей нефти данного пласта являются:

- локальное распространение залежей в пределах латерально развитого (покровного) коллектора;
- значительная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств резервуара по разрезу и площади;
- в большинстве скважин установлено закономерное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств от кровли к подошве.

Породы верхней части пласта характеризуются довольно высокими фильтрационно- емкостными свойствами (пористость 19,4-22,2% и

проницаемость 12,9-292,4 мД). Развитие пористости, по-видимому, можно связывать непосредственно с деформационными процессами – дробление, катаклазирование зерен и поровым выщелачиванием. Пачка Ю₁^{3В} породы данного интервала характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость 0,45 %, проницаемость 2.4 мД).

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Крапивинского месторождения

Толщина	Наименование	Пласты			
		Зоны пласта Ю ₁ ¹⁻²	Зоны пласта Ю ₁ ^{3А}	Зоны пласта Ю ₁ ^{3В}	Зоны пласта Ю ₁ ^{3В}
		по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом
Общая	Средняя, м	4,4	6	7,56	5,48
Эффективная	Средняя, м	2,5	5,7	6,4	4,72
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,5	5,7	6,86	4,39
Коэффициент песчаности, доли ед.		0,868	0,949	0,886	0,89
Коэффициент расчлененности, доли ед.		2,1	1,29	1,24	1,3
Проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³		5,8	119,4	15,22	10,12
Пористость, доли ед.		0,15	0,173	0,153	0,151
Нефтенасыщенность, доли ед.		0,54	0,669	0,603	0,535

1.4 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Анализ имеющегося материала показывает, что все нефти обладают низким газосодержанием и, следовательно, низким давлением насыщения и объемным коэффициентом. Газонасыщенность нефти изменяется в одних и тех же пределах (17 - 37 м³/т).

Диапазон изменения плотности поверхностных проб нефти достаточно широк. При этом наблюдается неплохое соответствие между анализами глубинных и поверхностных проб.

Наблюдается довольно отчетливая связь между содержанием асфальтенов и глубиной. Пользуясь этой зависимостью, можно прогнозировать качество нефтей запасов категории С2. Характеристика нефти представлена в таблице 2, а компонентный состав газа в таблице 3.

Очевидно, нефти выше абсолютной отметки 2580 м будут содержать мало асфальтенов, обладать пониженной плотностью и иметь повышенный выход светлых фракции по сравнению с нефтями ниже абсолютной отметки 2630 м. Нефть Крапивинского месторождения содержит большое количество асфальтенов.

Таблица 2 – Характеристика нефти

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1.	Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	770-804
2.	Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	848-853
3.	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,153-2,1
4.	Вязкость нефти в стандартных условиях		
	при 20 °С	мПа·с	7,06-9,56
	при 50 °С	мПа·с	3,39-4,6
5.	Массовое содержание (среднее значение):		
	серы	% массов	0,52-0,814
	смола силикагелевых	% массов	5,2-7,75
	асфальтенов	% массов	1,8-4,4
	парафинов	% массов	1,81-4,0
6.	Температура плавления парафина	°С	47,3-55
7.	Выход фракций		
	100 °С	% об.	6
	150 °С	% об.	14-20
	250 °С	% об.	23-39
	300 °С	% об.	39,5-52
8.	Газовый фактор (среднее значение)	м ³ /т	27-36,2
9.	Температура застывания	°С	-10
10.	Обводнённость	%	5-50
11.	Содержание мех. примесей	мг/дм ³	180-300

Таблица 3 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной из пластовой нефти при дифференциальном разгазировании пластовой нефти Крапивинского месторождения

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,45-2,3	0,11	0,34-0,54
N ₂ + редкие	3,18-3,9	-	0,5-0,88
CH ₄	3,38-56,6	0,07-0,11	7,35-16,23
C ₂ H ₆	6,76-15,47	0,3-0,7	1,84-2,57
C ₃ H ₈	8,83-17,24	2,03-3,99	4,46-5,64
i-C ₄ H ₁₀	1,09-3,79	1,1-1,76	1,46-4,48
n-C ₄ H ₁₀	3,02-6,7	3,09-3,89	1,73-3,82
i-C ₅ H ₁₂	0,47-1,87	1,32-2,67	1,22-3,11
n-C ₅ H ₁₂	0,39-1,6	1,45-3,6	1,312,85
C ₆ H ₁₄ + остаток	0,51-0,86	84,44-87,95	65,99-76,87
Плотность, кг/м ³	0,97-1,112	848,1-848,4	772,8-804

Минерализация воды изменяется от 26,4 до 35,15 г/дм³ и составляет в среднем 31,6 г/дм³. По составу вода типична для верхнеюрского горизонта. Тип воды по В.А Сулину –хлор-кальциевый. Состав и свойства воды приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Состав и свойства пластовой воды Крапивинского месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон изменения	Рекомендуемое значение
	Скважин	проб		
Плотность, г/см ³	13	19	1,018-1,024	1,021
Водородный показатель, рН	13	19	6,4-7,8	7,1
Содержание ионов, мг/дм ³				
Cl ⁻	13	19	15443-20945	18770
HCO ₃ ⁻	13	19	775-1427	1120
CO ₃ ²⁻	13	19		<3
Na ⁺ + K ⁺	13	19	9910-12562	11400
Ca ²⁺	13	19	896-380	528

Окончание таблицы 4

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон изменения	Рекомендуемое значение
	Скважин	проб		
Mg ²⁺	10	17	30-620	316
J	7	9	1,1-5,2	2,3
Br	7	9	53,5-117,7	81,2
Минерализация, г/дм ³	13	19	26,4-35,16	31,6
Тип воды			Хлор-кальциевый	Хлор-кальциевый

1.5 Запасы нефти и газа

Согласно «Классификации запасов нефти и горючих газов» Крапивинское месторождение относится к категории средних, по сложности геологического строения – к группе очень сложных.

На 01.01.2001 года на государственном балансе РФ числились следующие запасы нефти:

- балансовые по категории С1 - 76520 тыс. т, извлекаемые 24234 тыс. т
- балансовые по категории С2 - 28809 тыс. т, извлекаемые 8207 тыс. т,

растворенного газа:

- категории С1 -587 млн. м³,
- категории С2 - 232 млн. м³.

2001 г. по результатам пробной эксплуатации месторождения запасы были представлены на рассмотрение в ГКЗ, утверждены (протокол заседания комиссии № 642 от 13.05.01)(рисунок 5 и 6). В связи с бурением новых скважин в последующие годы на Томской территории месторождения осуществлялись приросты запасов по обоим пластам. В целом по месторождению начальные балансовые запасы нефти по категориям В+С₁ увеличились на 24,2%, категории С₂ уменьшились на 21,2%, что говорит о том, что, в основном прирост запасов осуществлялся за счет перевода запасов в промышленную категорию

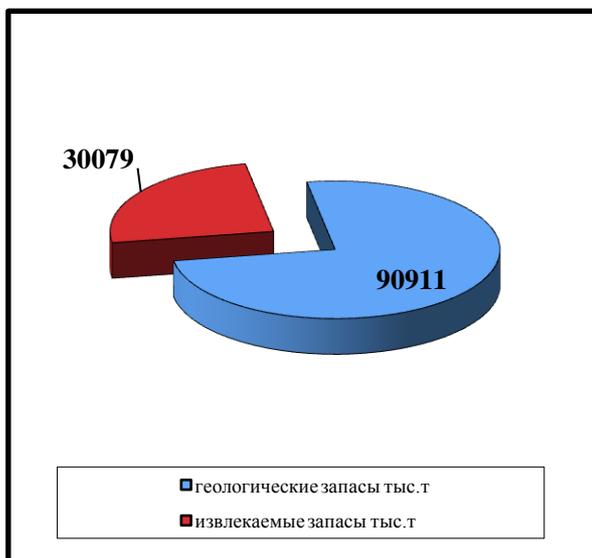


Рисунок 5. Запасы нефти на май 2001

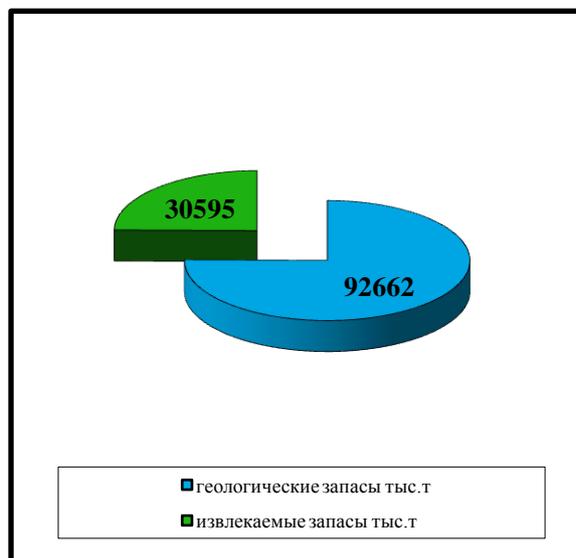


Рисунок 6. Запасы нефти на январь 2009

Запасы по месторождению увеличились в целом на 0,8%. Утверждённые запасы (на 1.01.2013г.):

- Геологические по категории В+С₁ Ю₁² 30727 тыс.т., Ю₁³ 124138 тыс.т
- по категории С₂ Ю₁² 3323 тыс.т.
- Начальные извлекаемые по категории В+С₁ Ю₁² 8434 тыс.т. Ю₁³ 48312 тыс.т.
- По категории С₂ Ю₁² 857 тыс.т.
- Остаточные извлекаемые по категории В+С₁ Ю₁² 8282 тыс.т. Ю₁³ 32741 тыс.т.
- по категории С₂ Ю₁² 857 тыс.т.

1.6 Осложняющие факторы

Высокая неоднородность коллектора по напластованию и простираню привела к неравномерной выработке запасов; слабо вовлечен в разработку низкопродуктивный пласт Ю₁², для решения этой проблемы необходимо совершенствовать дизайн ГРП несвоевременное формирование системы ППД привело к преждевременному обводнению продукции и образованию закупоренных целиков нефти.

К возможным осложняющим факторам на Крапивинском месторождении относятся, прежде всего, влияние пластовой температуры t 91-100⁰ С и вынос механических примесей из призабойной зоны пласта.

2 Технологическая часть

2.1 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

В 2001 году ЦКР Минэнерго утверждена технологическая схема разработки месторождения (Томская область), составленная институтом «ТомскНИПИнефть» (протокол №2740 от 20.09.2001г., г. Москва) окончание разбуривания месторождения – 2012 г.

В настоящее время на Крапивинском месторождении активно формируется площадная система разработки, хотя в большей мере оказываются включенными в работу приконтурные скважины.

Дебиты нефти по Крапивинскому месторождению начинают понижаться после 2004 г. (таблица 5) Это обусловлено как вступлением в разработку Южной залежи (Омская часть), где дебиты нефти были ниже средних по месторождению до 2005 года, так и падением дебитов нефти по самой продуктивной Северо-Западной залежи, в связи с ростом обводненности продукции до 36,6% в 2004 и до 54,3% в 2005 г. г. В 2009 г обводненность достигла 81,2%. Динамика изменения добычи жидкости и нефти представлена на рисунке 7.

В качестве рабочего агента для закачки используется пресная вода, вода сеноманского горизонта и подтоварная вода. Динамика закачки воды и компенсация добычи жидкости представлена на рисунке 8.

Таблица 5 – Основные показатели разработки Крапивинского месторождения

Год	Годовая добыча нефти тыс.т	Годовая добыча жидкости тыс.т	Обводн. %	Годовая закачка тыс.м3	Действ. фонд добыв. скважин шт.	Действ. фонд нагнетат. скважин шт.	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости т/сут
1999	52,4	53,2	1,5	19,5	7	1	34,4	35
2000	222,9	233,7	2,5	79,0	16	2	98,9	99,75
2001	710,0	750,1	5,8	98,2	17	1	119,6	126,75
2002	797,0	861,2	7,1	145,2	21	4	132,8	143,1
2003	1025,2	1289,5	19,9	1228,5	38	13	116,8	146,9
2004	1555,2	2247,2	36,6	2906,0	48	21	121,5	186,8
2005	1474,1	2713,9	54,3	3930,0	48	28	92,0	195,8
2006	1062,6	3076,7	65,5	4196,0	47	27	65,4	219,2
2007	1002,5	3202,6	73,0	4250,0	49	27	68,5	220,3
2008	991,3	3445,0	78,0	4280,5	58	29	64,2	260,8
2009	974,2	3600,5	81,2	3305,0	58	30	62,1	316,1
2010	1460,2	4763,2	75,3	4428,0	99	51	42,2	256
2011	2083,4	8154,7	71,0	6714,0	214	91	35,4	120,0
2012	2219,0	8708,5	71,0	8474,0	241	129	29,3	99,1

В целом по месторождению на 1.12.2001 г. компенсация отбора составила 13,4 %, накопленная компенсация -14,3 %. При этом, местоположение нагнетательных скважин не соответствовало проектному (последние, предусматривалось располагать в центре семиточечных элементов). Данные по добыче жидкости и нефти и ввода новых скважин Крапивинского месторождения представлены на рисунке 9.

Проектная приёмистость нагнетательных скважин позволила обеспечить годовую компенсацию значительно выше фактических показателей отбора жидкости, соответственно обводнённость добываемой продукции на конец 2009 года значительно превысила плановые показатели.

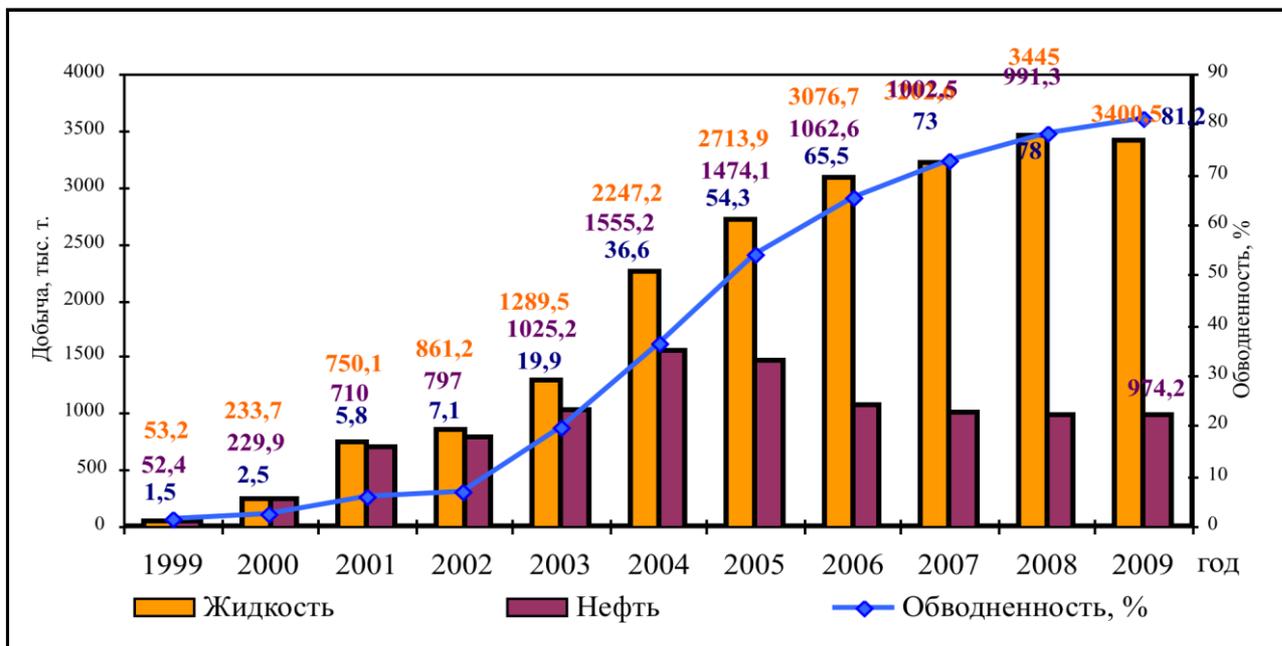


Рисунок 7. Динамика изменения добычи жидкости и нефти

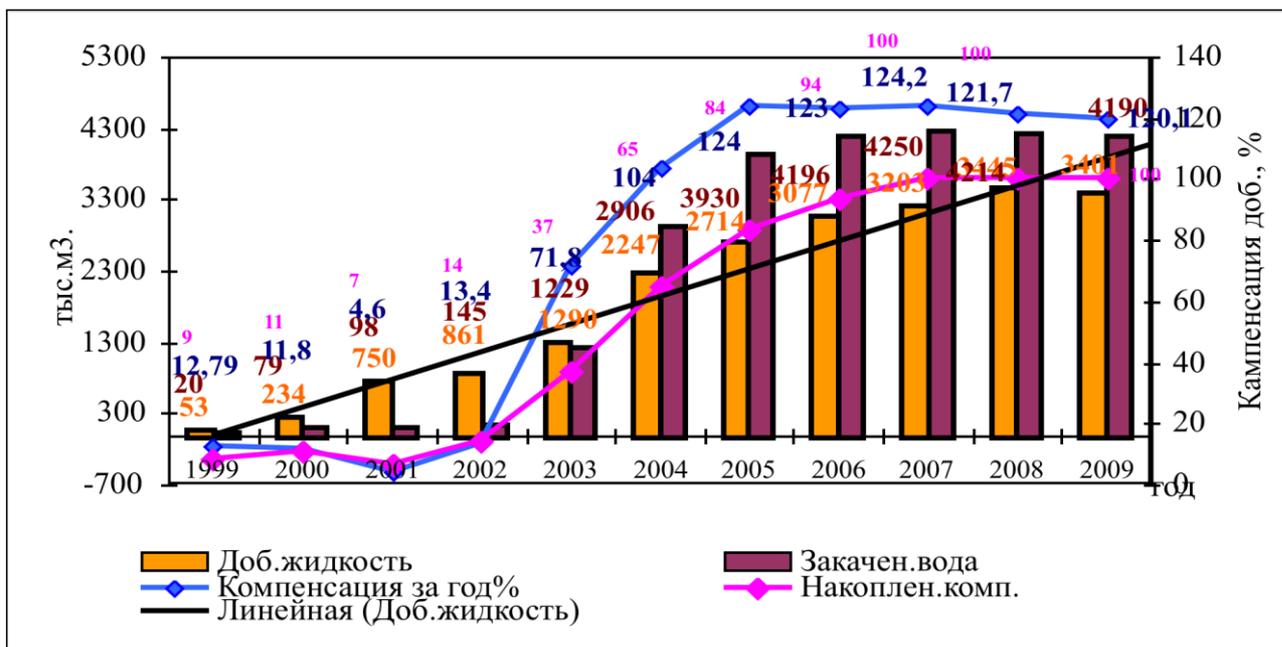


Рисунок 8. Динамика компенсации жидкости фондом скважин ППД

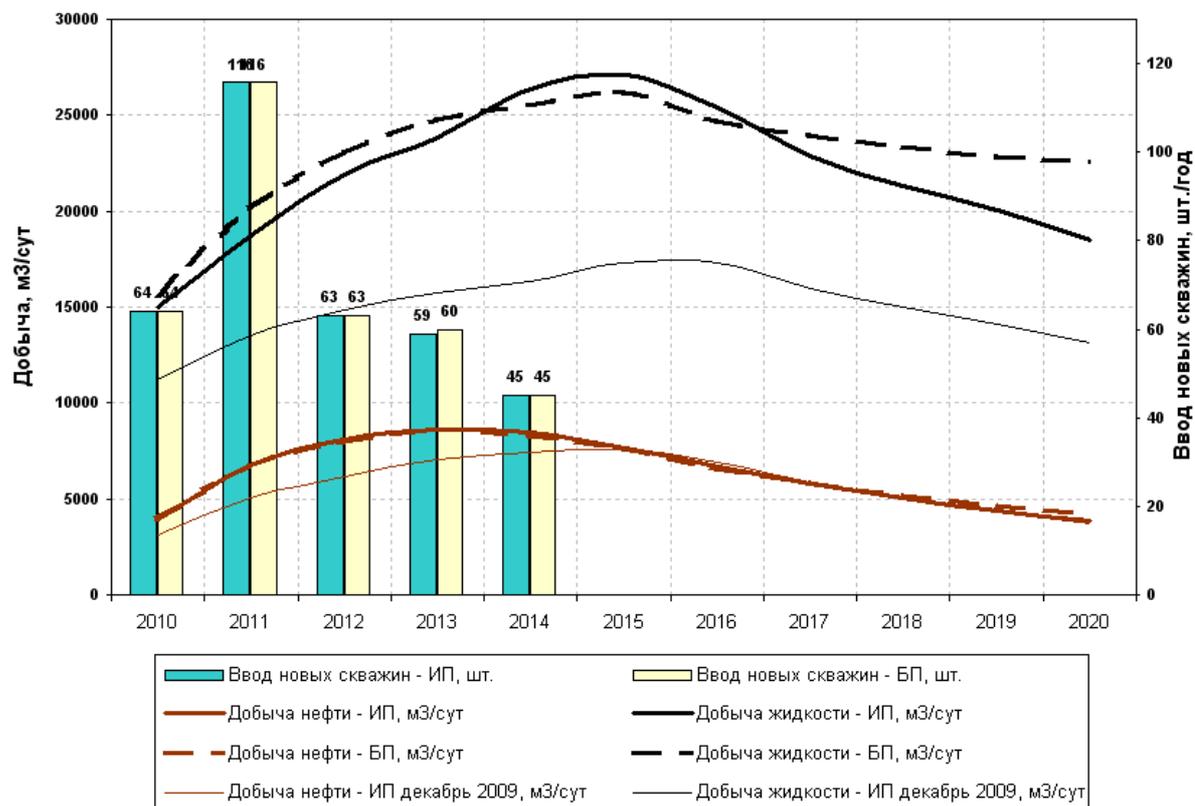


Рисунок 9. Данные по добычи жидкости и нефти и вводе новых скважин Крапивинского месторождения

2.2 Анализ состояния фонда скважин

На 1.01.2013г. общий фонд скважин Крапивинского месторождения Томской области составляет 317 ед., из них 259 ед. составляет фонд добывающих скважин, 57 ед.- фонд нагнетательных скважин и 15 ед. фонд водозаборных скважин (таблица 6).

Эксплуатационный фонд добывающих скважин по состоянию на 1.01.2013г. насчитывает 266 ед., из них: бездействующих - 18 ед., нагнетательных – 129 ед., из них 1 бездействующая.

Действующий фонд добывающих скважин по состоянию на 01.01.2013г. насчитывает 241 ед. Действующий фонд нагнетательных скважин – 128 ед.

На 01.01.2013 г. действующий фонд нагнетательных скважин Крапивинского месторождения 129 ед. Динамика изменения эксплуатационного и ППД фонда скважин представлена на рисунке 10.

В бездействии находится 18 добывающие скважины (Томская область) по причине малого дебита и высокого обводнения продукции (>90%).

Таблица 6 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013г

Наименование	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено	395
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	395
	В том числе:	
	Действующие	266
	из них фонтанные	-
	ЭЦН	266
	ШГН	-
	Бездействующие	18
	В освоении после бурения	20
	В консервации	5
	Пьезометрические	2
	Переведены под закачку	10
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	2
	Ликвидированные	3
	Пробурено	54
Возвращено с других горизонтов	-	
Фонд нагнетательных скважин	Переведены из добывающих	10
	Всего	129
	В том числе:	
	Под закачкой	128
	Бездействующие	1
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	-
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-

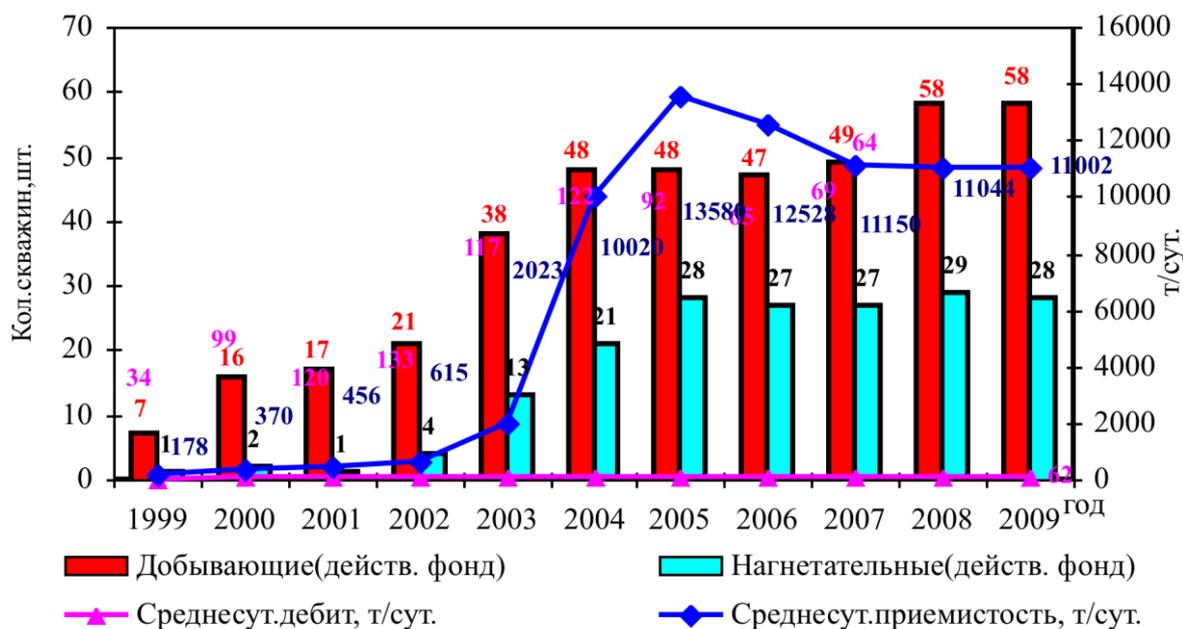


Рисунок 10. Динамика изменения эксплуатационного и ППД фонда скважин

Таблица 7 – Показатели фонда скважин ППД

Показатели	2001г	2002г	2003г	2004г	2005г	2006г	2007г	2008г	2009г	2010г	2011г	2012г
Ср. прием. нагн. на 1 скв.ППД, м3/сут.	152	205	320	465	485	464	460	448	452			208,9
Ср. сум.прием. скв.ППД м3/сут.	456	615	2023	10020	13580	12528	11150	11044	11002	10806	6714	8474
Зак. раб. агента за год, тыс.м3	98,2	145,2	1228,5	2906	3930	4196	4250	4214	4190	5546	7256	8328,5
Зак. раб. агента с нач. разр., тыс.м3	196,7	341,9	1570,4	4476,4	8406,4	12602	16852	21066	25050	30596	37852	46180,5
Компен. отбора: текущая, %	4,60	13,4	71,8	104,4	124	123	124,2	121,7	120,1	110,3	88	101
Компен. отбора с начала разраб. %	6,50	14,3	37,1	64,9	83,8	93,9	99,94	99,98	99,98	99,5	99	98

2.3 Описание технологий применения методов интенсификации притока жидкости к скважинам на Крапивинском месторождении

Обработка призабойной зоны (ОПЗ) добывающей скважины достаточно широкое понятие включающие в себя любое физическое, химическое или физико-химическое воздействие на породу пласта в около скважинной зоне с целью увеличения притока жидкости к скважинам . В настоящее время разработано достаточно большое количество различных способов ОПЗ, самыми распространенными с среди них являются:

Перфорация. Кислотная обработка. Гидравлический разрыв пласта.

Кроме кислотной обработки и гидравлического разрыва пласта используются другие обработки такие, например как обработка растворителями для удаления АСПО, применение спиртов в пластах чувствительных к водным растворам, а также для снятия водной «блокады» в газоносных коллекторах. Однако данные обработки применяются относительно редко или в комплексе с кислотной обработкой.

2.3.1 Принцип проведения перфорации

Перфорация - пробивание отверстий в обсадной колонне, цементном кольце и стенках скважины в заранее заданном интервале глубин. Через перфорационные отверстия происходит приток из пласта в скважину нефти, газа и воды. Различают следующие виды перфорации: пулевую, торпедную, кумулятивную, гидropескоструйную.

При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8 - 10) камер - стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу.

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм. Снаряд снабжен детонатором накольного типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы.

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва.

При гидropескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок пескоструйного

перфоратора, прикрепленного к нижнему концу НКТ. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления.

2.3.2 Принцип проведения кислотной обработки

Кислотная обработка пласта применяется для обработки призабойной зоны скважины (ПЗС). Сущность кислотной обработки заключается в нагнетании кислотного состава в поровое пространство при давлении ниже давления разрыва. Кислотный состав растворяет часть породы и загрязнений, увеличивая тем самым проницаемость пласта.

В КО используются следующие кислоты и основные химические вещества:

В терригенных коллекторах:

Фтористоводородная кислота (HF); Соляная кислота (HCl); Борофторводородная кислота (HBF₄); Бифторид-фторид аммония (NH₄FHF).

В карбонатных коллекторах:

Соляная кислота (HCl); Уксусная кислота (CH₃COOH) ; Муравьиная кислота (HCOOH); Сульфаминовая кислота (H[SO₃NH₂]).

Для улучшения эффективности кислотных обработок скважин, а также для снижения различных негативных факторов влияющих на их успешность применяются специальные добавки к кислотам: стабилизаторы железа; ингибиторы кислотной коррозии; поверхностно-активные вещества; стабилизаторы глинистых минералов и другие.

Осложнения при проведении кислотной обработки, такие как — несовместимость пластовой жидкости с кислотным составом, разность между вязкостью кислотного состава и пластовых флюидов, а также образование в пласте постоянных каналов растворения.

2.3.3 Гидроразрыв пласта

В настоящее время эта технология считается наиболее популярным методом интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых слабодренлируемых пластов нефтяных месторождений.

Гидравлический разрыв представляет собой нагнетание жидкости в подземный пласт при достаточно высоком давлении для того, чтобы вызвать раскрытие трещин в породе. Зернистые материалы, называемые «расклинивающими агентами» («проппантами») и включающие как естественные пески, так и достаточно дорогие синтетические материалы, закачиваются внутрь образованной трещины в виде суспензии. Они держат образовавшуюся трещину в открытом состоянии («расклиненной»), после того как использованное для ее создания давление разрыва будет уменьшено.

3 Специальная часть

3.1 Технология проведения ГРП

Принцип технологии заключается в нагнетании в скважину, при помощи насосных станций, по НКТ жидкости разрыва (геля), приготовленной на водяной или углеводородной основе (нефть, дизельное топливо). Давление, созданное жидкостью, разрывает породу пласта, в результате образуется трещина, которая постепенно увеличивается в размерах, за счет продолжающейся закачки жидкости. При получении трещины заданных размеров в высоковязкую жидкость начинает нагнетаться расклинивающий агент, называемый проппантом (искусственный песок с частицами шаровидной формы, изготовленный на основе бокситов). Проппант доставляется жидкостью разрыва в образованную трещину. Его цель закрепить трещину в раскрытом состоянии после завершения подачи жидкости разрыва пласта в скважину и снятия избыточного давления. Так возникает новый, более обширный канал притока, который соединяет

существующие ранее природные естественные трещины и образует дополнительную зону дренирования скважины. На завершающей стадии, пропант оставшийся в скважине после заполнения трещины, продавливается гелем в пласт.

Следовательно, благодаря созданной трещины, закрепленной пропантом, увеличивается зона пласта, дренируемая скважиной, присоединяются не участвующие ранее в разработке участки залежи, возникает высокопроводящий проток для транспортирования нефти в скважину, что позволяет увеличить дебит добывающих скважины, КИН, и тем самым перевести часть балансовых запасов нефти в промышленные.

3.2 Анализ мероприятий по ГРП

Как показывает опыт разработки месторождений, для интенсификации притока на нефтенасыщенном объекте толщиной более 4 м, целесообразно производить гидроразрыв пласта. При этом проницаемость пласта должна быть более $0,1 \text{ мкм}^2$; скважина - с большим радиусом загрязнения (скин-эффект более 5); длина трещины - более 50м. На объектах с проницаемостью менее $0,03 \text{ мкм}^2$ целесообразно применение глубокопроникающего гидроразрыва в песчано-алевролитовой (низкопроницаемой) части разреза пласта, а также закачки водогазовой смеси и периодической очистки призабойной зоны пласта с применением УОС (УГИП-2М).

Гидроразрыв пласта выполняется при давлениях, достигающих 70—100 МПа и часто превосходящих разрешенные для обсадных колонн. Для защиты от высокого давления обсадных колонн в скважину опускают пакер с якорем на нижнем конце НКТ, устанавливающийся над кровлей обрабатываемого пласта. Гибкий элемент пакера (специальная резина) герметизирует затрубное пространство, в результате уплотнения за счет веса труб НКТ. Якорь предотвращает отклонение пакера под действием перепада давления над и под ним. За счет излишнего внутреннего давления плашки якоря расходятся и вжимаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны.

Пакеры и якоря предусмотрены на перепады давлений 30—50 МПа и имеют проходное сечение 36—72 мм в зависимости от их типа и внутреннего диаметра обсадной колонны. Перед спуском пакера следует шаблонировать ствол скважины, чтобы избавиться от возможного заклинивания пакера и порчи его эластичного элемента в процессе спуска.

Жидкости для гидроразрыва пласта подразделяются на три категории: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость. Рабочие жидкости для ГРП приготавливают на нефтяной или водной основе. Жидкости для гидроразрыва пласта должны:

- не снижать ФЕС пласта ;
- не взаимодействовать с глинистыми компонентами пород пласта и вызывать набухание;
- не образовывать осадки и эмульсий с флюидами;
- быть легкодоступна и экономична;
- не содержать механические примеси;
- слабо фильтроваться через поверхности образованных трещин;
- обладать хорошей несущей или удерживающей способностью по отношению к частицам расклинивающего материала (жидкость-носитель);
- быть стабильны, то есть продолжительность времени, в течении которого жидкость остается в гелеобразном состоянии после взаимодействия ее молекул.

Жидкость разрыва пласта должна хорошо проникать в пласт и в природно-существующие в нем трещины. В основном, около 90 % операций ГРП, используют жидкости на водной основе (вода, растворы полимеров, кислотные растворы, мицеллярные растворы). Жидкости разрыва на водной основе имеет ряд преимуществ над жидкостью на нефтяной основе:

- экономичнее;
- дают больший гидростатический эффект;
- не взрывоопасны;
- доступны;

- легко контролируется и загущается.

Для предупреждения набухания глин (стабилизации глин) в воду добавляют поверхностно-активные вещества, органические полимеры, хлористый аммоний и др.

Ранее широко применялись высоковязкие жидкости на углеводородной основе (нефть, загущенная мазутом, битумом, асфальтитом; дизельное топливо) и эмульсионные жидкости (гидрофобные и гидрофильные водонефтяные, нефтекислотные, кислотно-керосиновые). Основной недостаток применения жидкостей на нефтяной основе это пожаровзрывоопасность, также одним из недостатков считается сложность приготовления, так как требует большого технического и качественного контроля.

Из теоретических соображений принято считать, что при закачке фильтрующейся жидкости вероятность образования горизонтальной трещины больше, чем вертикальной. Если в пласте уже имеются трещины, то независимо от фильтруемости жидкости происходит их раскрытие или расширение.

О происшедшем разрыве пород можно судить по нескольким критериям: первый- резкое уменьшение устьевого давления закачки во времени при постоянном расходе жидкости (образование новых трещин); второй- увеличение расхода жидкости разрыва непропорционально росту давления (раскрытие имеющихся трещин); третий- резкое увеличение отношения расхода жидкости разрыва к создаваемой репрессии (коэффициент поглотительной способности) или к устьевому давлению закачки (условный коэффициент).

Жидкость-песконоситель используется для транспортировки песка с поверхности в образованные трещины. Она должна быть нефилтующейся, либо с быстро снижающей фильтруемостью, и иметь высокую удерживающую способность. Чаще всего применяют те же жидкости, что и для разрыва пласта.

Продавочные жидкости закачивают в скважину исключительно для того, чтобы транспортировать жидкость-песконоситель до забоя скважины. В качестве продавочной жидкости обычно используется техническая вода, а иногда нефть.

Первым материалом, который использовался для закрепления трещины в раскрытом состоянии, был кварцевый песок. Применяют песок размерами от 0,5 до 1,2 мм. В идеале наполнитель(песок) должен иметь одинаковую плотность с жидкостью-песконосителем, чтобы перенос по трещине и ее наполнение были наиболее успешными. Но так как песок имеет плотность превышающую плотность жидкости-песконосителя, это затрудняет заполнение трещины и его транспортирование. В связи с этим были созданы искусственные проппанты, где естественные пески непригодны или неэффективны.

Типы искусственных проппантов:

1. Керамические проппанты. Агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Применяются в основном для глубоких скважин(более 3500 м);
2. Керамики промежуточной плотности;
3. Керамики низкой плотности. Благодаря их цене, прочности, и плотности близкой к песку, они наиболее распространены.

Свойства расклинивающих агентов:

- Размеры и однородность. Чем меньше размер частиц материала, тем больше нагрузка, которой он может противостоять, это способствует устойчивости проницаемости заполненной проппантом трещины. Но значительное содержание мелких частиц может уменьшить проницаемость трещины разрыва;
- Прочность. Агент должен обладать высокой прочностью на смятие и не вдавливаясь в поверхность трещины;

- Термохимическая стабильность. Все применяемые проппанты должны быть химически инертны, то есть противостоять агрессивным жидкостям и температурам;

- Стоимость. Самым дешевым проппантом является песок. Высокопрочные проппанты, такие как агломерированный боксит или песок со смолистым покрытием, гораздо дороже.

Для проведения ГРП глубоководных твердых пород с высокой пластовой температурой рекомендуется применять стеклянные или пластмассовые шарики, зерна корунда и агломерированного боксита, Известны случаи осуществления ГРП без применения наполнителя. Их эффективность объясняется тем, что в результате промывки трещин от загрязнений, остаточных деформаций горных пород или растворения стенок трещин кислотой (кислотный ГРП), трещины не смыкаются полностью.

Технология гидроразрыва пласта состоит из следующих операций:

- Промывку скважины;
- Спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
- Обвязку и опрессовку на определение приемистости скважины закачкой жидкости;
- Закачку по НКТ в пласт жидкости-разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости;
- Демонтаж оборудования;
- Пуск скважины в работу.

Существует несколько видов проведения ГРП по технологическим схемам: однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП.

Однократный ГРП – задействованы все перфорированные пласты одновременно, при направленном – задействованы лишь выбранные пласты или пропластки (интервал), имеющий, низкую продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется последовательно воздействие на

выбранных пластах или пропластках. Участки образования трещин при направленном и многократном гидроразрывах устанавливаются с помощью ввода временно блокирующих материалов (эластичных шариков диаметром 12— 18 мм, зернистого нефтерастворимого нафталина и т. п.), применением пакеров, заполнение низа скважин песком, предварительной гидропескоструйной перфорацией и др. Во всяком случае надежность этих работ не высока.

Применение ГРП в наклонно направленных скважинах редко гарантирует эффективность разработки. Поэтому одним из способов сохранения рентабельных уровней добычи является использование новых систем заканчивания скважин, включая горизонтальные скважины с многостадийным ГРП. МГРП - последовательное проведение гидроразрыва пласта в одной скважине. Имеется несколько видов МГРП. Первый из них, так называемая общая технология, представляет из себя спуск в скважину специальной насадки, которая при продвижении в цементированной области с помощью закачки проппанта проводит разрыв пласта, создавая трещины в нефтенасыщенном коллекторе и таким образом интенсифицируя проток нефти. Второй метод подразумевает, что во время процесса в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «сажаясь» в седла, расположенные в муфтах, открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Следовательно, в конце каждой стадии гидроразрыва опущенный в скважину шар блокирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что дает сформировать запланированное число трещин. Третий метод, ГРП с применением пакеров, который разобщает ствол скважины на определенные участки. Благодаря таким технологиям мы можем поддерживать рентабельный уровень добычи нефти.

Дизайн технологии ГРП зависит преимущественно от вида воздействия на пласт, исходя из определенных условий выбирают технологическую

схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающие агенты. Объем продаваемой жидкости равен объему обсадной колонны и труб, по которым осуществляется закачка жидкости-песконосителя в пласт. Минимальный расход закачки жидкости должен составлять 2 м³/мин. Обычно при однократном ГРП, принимают 5—10 т песка, но при массивной закачке его количество увеличивается до нескольких десятков тонн. Концентрацию песка в носителе рассчитывают в зависимости от ее задерживающей способности. При использовании воды концентрация составляет около 40—50 кг/м³. Количество жидкости-песконосителя рассчитывают по количеству концентрации песка .

ГРП позволяет решать следующие задачи:

- повышение продуктивности (приемистости) скважины, путем расширения зоны дренирования скважины, особенно в пластах, обладающих низкой проницаемостью ;
- увеличение добычи нефти из скважин с сильно загрязненной призабойной зоной за счет создания трещин;
- обеспечение гидродинамической связью скважины с системой естественных трещин пласта;
- введение в разработку низкопроницаемых залежей и перевод забалансовых запасов в промышленные;
- введение в разработку неоднородных и сложных по своему строению пластов;
- интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и др.

3.3 Агрегаты и технические средства, применяемые при ГРП

Комплекс гидравлического разрыва пласта рассчитан для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов и увеличения эффективности их добычи.

Комплекс обеспечивает:

- транспортировку и доставку технологического оборудования , обеспечивающего процесс гидроразрыва пласта на нефте-газовых промыслах;
- подготовку и временное содержание жидких и сыпучих используемых материалов;
- подготовку рабочих жидкостей и смесей;
- закачку в скважину рабочей жидкости под давлением, обеспечивающую процесс гидроразрыва пласта;
- осуществление гидравлического, гидропескоструйного или химического воздействия на призабойную зону скважины;
- записывание и наглядное изображение протекания процессов приготовления рабочих жидкостей и смесей и их закачку в призабойную зону;
- выполнение других технологических процессов.

Комплекс предоставляет автоматизационное управление процессом ГРП под контролем руководителя работ, технолога и оператора УН, присутствующих в станции контроля и управления СКУ, а так же визуальное наблюдение и управление параметрами ГРП. Техника оборудована специальными фильтрами, которые улавливают выбросы.

Комплекса ГРП состоит из следующего технологического оборудования:

- станция контроля и управления (СКУ-10);
- 4 установки насосные (УН-2250);

- установка смесительная (УС-10);
- емкости гельные для рабочей жидкости;
- бункер для проппанта или саморазгружающийся проппантовоз;
- машина манифольдов типа ММ-105М с блоком манифольдов типа БМ-105;

СКУ-10 предназначена для автоматизационного контроля за установками насосными УН-250 (УН) и установкой смесительной УС-10 (УС) , при проведении гидроразрыва нефтяных и газовых пластов (ГРП) с поддержанием указанных параметров, расходов рабочей жидкости, сухих и жидких химических агентов, концентрации проппанта, вдобавок регистрации заданных параметров(прямых и расчетных) , архивирования режимов и параметров работы комплекса, а также фиксирование режимов и параметров на бумажном носителе.

УН-250 предназначена для закачки в скважину рабочей жидкости или суспензий с рассыпчатыми компонентами, под давлением и с производительностью, которые обеспечивают процесс гидроразрыва пласта, и вдобавок для осуществления гидравлического, гидropескоструйного или химического воздействия на призабойную зону скважины.

Приготовление жидкости ГРП происходит непосредственно на кусте скважин, прямо перед закачкой ее в пласт , на УС в которой происходит подготовка рабочих жидкостей в составе мобильных комплексов для ГРП и подачи их к УН .

УС предоставляет в автоматическом режиме:

- рассчитанный во времени расход рабочих смесей в процессе их подготовки и проведения ГРП;
- рассчитанный во времени расход жидких добавок в процессе приготовления жидкостей и смесей и при их подаче на УН;
- рассчитанный во времени расход сухих добавок в жидкости и смеси при проведении ГРП;

- рассчитанный во времени концентрацию пропанта в смеси при проведении ГРП;
- обработку информации контрольно-измерительных приборов и передачу данных в СКУ.

Организация гидроразрыва заключается в подготовке соответствующих агентов в качестве жидкости гидроразрыва и дальнейшей закачки ее в продуктивную зону с низким расходом и под высоким давлением затем, чтобы произвести разрыв породы, тем самым образовать трещину, в следствии гидравлического воздействия. Сначала, чистая жидкость (буфер) закачивается в скважину для инициирования трещин и ее перемещения в пласте. В последствии смесь увеличивает трещину в размерах.

До начала работ по ГРП, оборудование и обвязка опрессовываются на рабочее давление. Контроль и управление ГРП (насосными агрегатами) происходит через компьютерный центр, имеющий автоматизированную защиту от возможных аварийных ситуаций (порывов обвязки). В случае аварийной ситуации компьютерный центр автоматически выключает насосы, обратные клапана обвязки закрывают обратное течение жидкости у скважины и перед каждым насосным агрегатом.

Сброс давления происходит в вакуумную установку, которая входит в состав комплекса оборудования ГРП и постоянно включенную в обвязку. Вакуумная установка собирает остатки жидкости в обвязке и насосах после процесса ГРП, дабы исключить пролив на почву при демонтаже линий. Сброс давления из затрубного пространства производится в емкость ЦА-320, подключенную к устью скважины через крестовину фонтанной арматуры.

Глушение скважины происходит специальным солевым раствором, приготовленный на растворном узле. Используемая технология исключает проникновение раствора на поверхность почвы и ближайшие водоемы. При подготовке скважины к ГРП для устранения возможных выбросов жидкости глушения и продукции скважины, на устье скважины устанавливаются превенторные установки «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 области ГРП пакером. Установка пакера тестируется опрессовкой затрубного пространства водой на рабочее давление обсадной колонны через ЦА-320. Устье скважины для проведение ГРП оборудуется двумя задвижками «Хамера» (рабочая и дублирующая).

3.4. Расчет основных параметров ГРП

1. Давление разрыва пласта можно вычислить по формуле:

$$P_{\text{раз}} = P_{\text{г.в}} - P_{\text{пл}} + G \quad (1)$$

где $P_{\text{г.в}}$ - вертикальная составляющая горного давления;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление;

G - сопротивление горных пород

2. Вертикальная составляющая горного давления вычисляется по формуле:

$$P_{\text{г.в}} = \rho_n \cdot g \cdot H \quad (2)$$

где ρ_n - плотность пород = 2300 кг/м³;

g - мощность пласта;

H - глубина скважины

3. Рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления по формуле:

$$P_{\text{г.г}} = P_{\text{г.в}} \cdot \frac{\nu}{(1-\nu)} \quad (3)$$

где ν - коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0.2 \dots 0.3$)

4. При закачке жидкости разрыва давление на скважины можно рассчитать по формуле:

$$P_y = P_{\text{раз}} + P_{\text{тр}} - \rho_{\text{ж.п}} \cdot g \cdot H \quad (4)$$

где $\rho_{\text{ж.п}}$ - плотность продавочной жидкости определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ж.п}} = \rho_{\text{ж.р}} \cdot 0,1 + \rho_{\text{ж.р}} \quad (5)$$

где $\rho_{\text{ж.р}}$ - плотность жидкости разрыва;

0,1- это 10% превышение плотности продавочной жидкости $\rho_{\text{ж.п}}$ над $\rho_{\text{ж.р}}$.

5. Потери давления на трение продавочной жидкости определяется по формуле:

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{H}{d_{\text{вн}}} \cdot \rho_{\text{ж.п}} \cdot \frac{V^2}{2} \quad (6)$$

где V - скорость нагнетаемой жидкости, определяется по формуле:

$$V = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2 \cdot \Delta l} \quad (7)$$

где λ - коэффициент гидравлических сопротивлений, определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{Re}{64} \quad (8)$$

где Re - число Рейнольдса, определяется по формуле:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{ж.п}}}{\pi \cdot d_{\text{в.п}} \cdot \mu_{\text{ж.п}}} \quad (9)$$

где Q - темп закачки, $\text{м}^3/\text{с}$;

$\mu_{\text{ж.п}}$ - вязкость жидкости $\text{Па} \cdot \text{с}$, и определяется по формуле:

$$\mu_{ж.п} = \mu'_{ж.п} \cdot e^{(3,18 \cdot \beta_n)} \quad (10)$$

где $\mu'_{ж.п}$ - вязкость жидкости разрыва используемой в качестве песконасителя;

β_n - объемная концентрация песка;

Если число $Re > 200$, то потери давления трения увеличиваются в 1.52 раза, и определяется по формуле:

$$P_{тр} = 1,52 \cdot P'_{тр} \quad (11)$$

где $P'_{тр}$ - потери давления на трения жидкости разрыва

6. Для определения необходимого числа насосных агрегатов используем формулу:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_p \cdot Q_p \cdot K_{m.c}} \quad (12)$$

где P_y - давление на устье;

Q - подача агрегата;

P_p - макс.рабочие давление;

Q_p - макс.подача агрегата;

$K_{m.c}$ - коэффициент технического состояния агрегата (Кт. с. =0.2...0.5)

7. Согласно данным промысловым данным в среднем для проведения ГРП применяется 3-30 м³ жидкости разрыва, и ширина трещины 0.006м.

8. Необходимый объем продавки определяется по формуле:

$$V_n = 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot L_{СКВ} + V_{п.з} \quad (13)$$

где $d_{вн}$ - внутренний диаметр НКТ 2,5 ;

$L_{СКВ}$ - глубина скважины;

$V_{п.з}$ - объем подпакерной зоны

9. Определяем время приведения ГРП по формуле:

$$T = \frac{(V_{\text{раз}} + V_{\text{пр}})}{1,9} \quad (14)$$

где $V_{\text{раз}}$ - объем жидкости разрыва;

$V_{\text{п.п.}}$ - объем жидкости песконосителя;

$V_{\text{пр}}$ - объем продавки

Дизайн ГРП

10. Объем трещины:

$$V_{\text{prop}} = \frac{M_p}{\rho_{\text{prop}}(1 - \varphi_{\text{prop}})} \quad (15)$$

где M_p - масса проппанта;

ρ_{prop} - плотность ;

φ_{prop} – пористость

11. Объем пласта:

$$V_{\text{res}} = \pi R^2 h \quad (16)$$

где R - радиус дренирования;

h - мощность пласта

12. Число проппанта:

$$N_{\text{prop}} = \frac{2K_f}{K} * \frac{V_{\text{prop}}}{V_{\text{res}}} \quad (17)$$

где K_f - проницаемость проппанта;

K - проницаемость пласта

13. Полудлинна трещины:

$$x_f = \sqrt{\frac{V_{prop}^{1/2} K_f}{C_{fd} K h}} \quad (18)$$

где C_{fd} - безразмерная проводимость

14. Ширина трещины:

$$w_p = \sqrt{\frac{C_{fd} V_{prop}^{1/2} K}{K_f h}} \quad (19)$$

15. Скин-фактор после ГТМ

$$s = -\ln\left(\frac{r'_w}{r_w}\right) \quad (20)$$

где r'_w - эффективный радиус скважины;

r_w - радиус скважины

16. Кратность прироста:

$$\frac{J}{J_0} = \frac{(\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0,75 + s_0)}{(\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0,75 + s)} \quad (21)$$

3.5 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта

На Томской части Крапивинского месторождения гидроразрыв осуществлялся сервисными компаниями Schlumberger и BJ Services. В период с января 2001г. по май 2004г. проведено 39 операций по гидравлическому разрыву пласта. Из них в 2001 году было проведено 4, в 2002 году — 12, в 2003 году – 19, в 2004 году — 4 операции, в 2005 г. ГРП не проводился, в 2006 году-6 операций, в 2007году – 5 операций, в 2008 году

– 12 операций, в 2009 году – 3 операций, в 2010 году – 15 операций(рисунок 11)

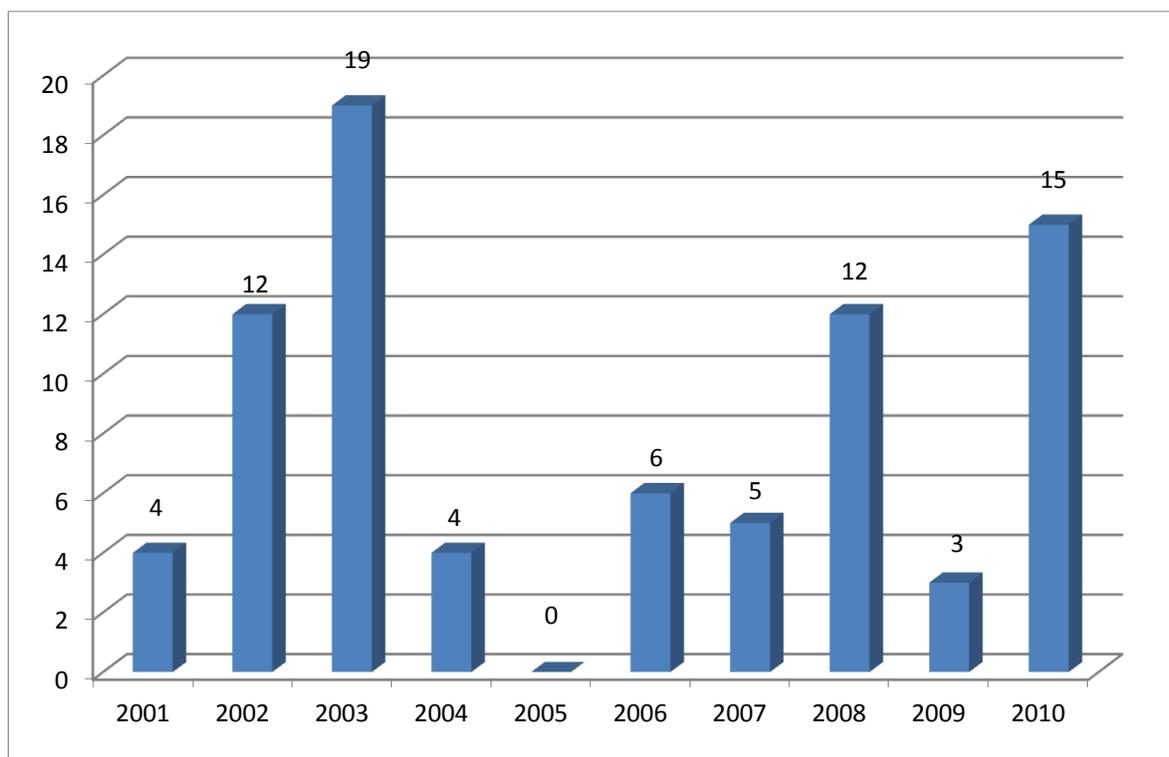


Рисунок 11. Динамика проведения ГРП на Крапивинском месторождении

Максимальный дебит по нефти после ГРП получен в 2003 году в скв.№357 – 280.2 т/сут (при обводненности 27.5%), наименьший получен в скв.№1002 - 5.6 т/сут (при обводненности 60.1%). Наибольший дебит по нефти при низкой обводненности в скважине №357 объясняется тем, что скважина расположена в чистонефтяной зоне с максимальными нефтенасыщенными толщами. Наименьший дебит по нефти при высокой обводненности в скважине №1002 объясняется тем, что скважина расположена в водонефтяной зоне, где операция ГРП привела к преждевременной обводненности скважины.

Средний дебит по нефти после проведения операций ГРП на добывающих скважинах в 2001 году составил 127.3 т/сут, в 2002 году – 92.7 т/сут, в 2003 году – 128.6т/сут, в 2004 году – 121,4 т/сут., в 2005 году – ГРП не проводилось, в 2006 году – 75,5 т/сут, в 2007 году – 79,7 т/сут, в 2008 году – 76 т/сут, в 2009 году – 25 т/сут, в 2010 году – 46,1 т/сут. По двадцати скважинам с замеренным начальным дебитом по нефти до ГРП средний

дебит составил 61.0 т/сут, после ГРП – 104,1 т/сут, т.е. средний прирост дебита по нефти составил 53,1 т/сут, а кратность увеличения дебита составила 1,3 раз. Обводненность скважин после проведения операций ГРП в целом увеличилась незначительно. Средняя обводненность по месторождению достигла на конец 2010 г. 81,2%.

Дополнительная годовая добыча нефти за счет ГРП в 2001 году составила 105.2 тыс. т, в 2002 году – 123.3 тыс.т., в 2003 году – 580,2 тыс.т, в 2004 году – 689,7 тыс.т, в 2005 году – 477.1 тыс.т., в 2006 году- 453,2тыс.т. в 2007 году- 398,6тыс.т., в 2008 году – 912,2 тыс.т, в 2009 году – 125,6 тыс.т, в 2010 году – 960,5 тыс.т. Дополнительная накопленная добыча нефти за счет ГРП в 2001 году составила 105.2 тыс.т., в 2002 году – 228.5 тыс. т, в 2003 году – 808.9 тыс. т, в 2004 году – 1498.4 тыс. т, в 2005 году – 1975.4 тыс. т., в 2006 году-2428,6тыс.т. в 2007 году- 2827,2тыс.т., в 2008 году – 3739,6 тыс.т, в 2009 году – 3865,2 тыс.т., в 2010 году – 4825,7 тыс.т. (таблица 8) Высокий вклад операций ГРП в годовую и накопленную добычу нефти говорит о высокой эффективности этого способа повышения продуктивности добывающих скважин.

Таблица 8 – Эффективность применения ГРП на Крапивинском месторождении

Показатели	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Число проведенных ГРП	4	12	19	4	0	6	5	12	3	15
Дополнительная добыча нефти за счет ГРП- в тыс. т	105,2	123,3	580,2	689,7	477,1	453,2	398,6	912,4	125,6	960,5
Накопленная добыча нефти за счет ГРП- в тыс. т	105,2	228,5	808,7	1498,4	1975,4	2428,6	2827,2	3739,6	3865,2	4825,7

Анализ эффективности по Томской области показывает увеличения дебитов по нефти после ГРП в 1,9 раз, что подтверждает высокую эффективность этого способа повышения продуктивности добывающих

скважин. Эффективность этого метода видна на графике, где представлен сравнительный анализ среднесуточных дебитов до и после проведения ГРП на примере 15 скважин (рисунок 12).

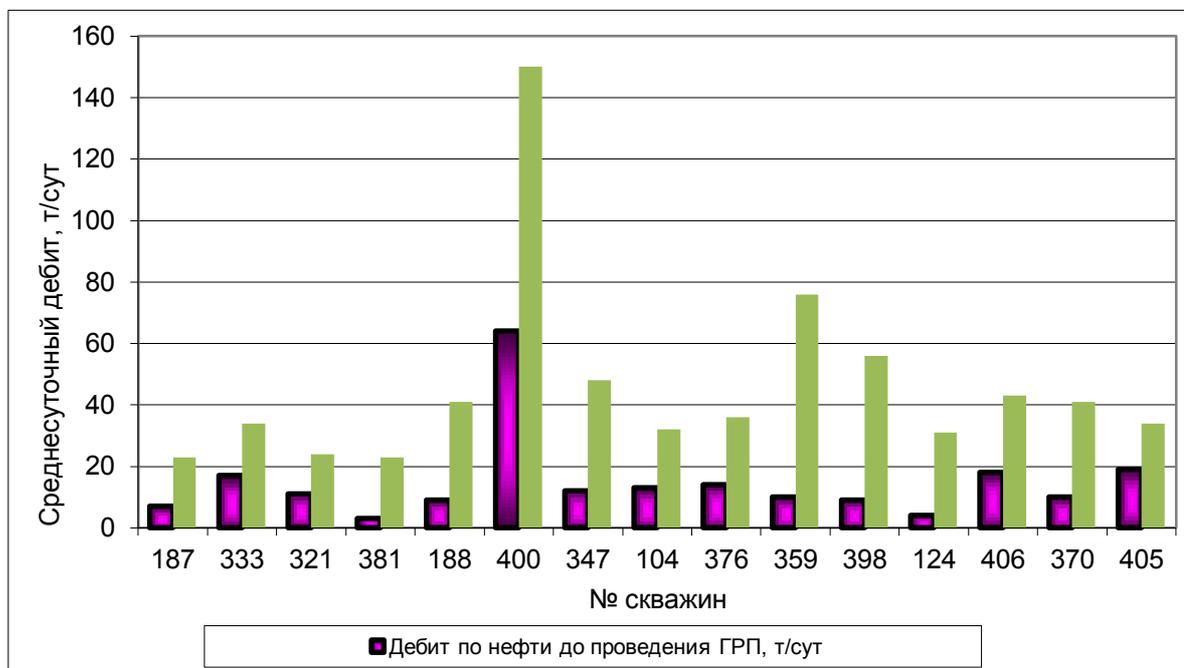


Рисунок 12. Анализ эффективности дебитов нефти после проведения ГРП

Эффективность широкомасштабного внедрения ГРП возможна лишь при правильном научно обоснованном подходе, увязки ГРП с системой разработки (плотностью сетки скважин, балансом отбора и закачки, режимами работы добывающих и нагнетательных скважин и другими немаловажными параметрами), а также с использованием физико-химических методов регулирования ГРП (выравниванием профилей приемистости и притока скважин, ограничением притока воды и др.).

4 Безопасность и экологичность

Нефтегазодобывающая промышленность является основной отраслью топливно-энергетического комплекса страны и одним из основных источников загрязнения окружающей среды.

Добыча нефти и газа в той или иной степени воздействует на земную поверхность, растительность, водные источники и воздушные бассейны.

Нефтегазодобывающее предприятие в своей практической деятельности обязано соблюдать законы и проводить мероприятия, направленные на охрану труда и здоровья работников, охрану и защиту окружающей среды.

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан обеспечивать безопасные и благоприятные условия труда, безопасность жизни и здоровья работников, выполнять мероприятия, направленные на уменьшение возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций, снижение уровня профессиональных заболеваний.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рабочее место при ГРП располагается на устье скважины, где находятся насосные агрегаты, трубопроводы, инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ. Рабочее место имеет ограждение, на котором устанавливают табличку с обозначением номера скважины, наименования месторождения, даты окончания работ.

При выполнении работ по гидравлическому разрыву пласта на рабочего действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или заболеванию, внезапному ухудшению здоровья, снижению работоспособности.

Наиболее опасными и вредными производственными факторами, возникающими при выполнении работ ГРП, являются:

- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны углеводородами нефти, сероводородом в смеси с углеводородами;
- повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте

- взрывопожароопасность производственного процесса;
- повышенная (пониженная) температура поверхности оборудования и коммуникаций;
- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;
- разрушающиеся конструкции;
- высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании;
- опасные химические вещества. [ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»]

По основному виду экономической деятельности установлен ХХХ класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда. [Безопасность жизнедеятельности: учебно-методическое пособие]

Возможными аварийными ситуациями при проведении ГРП являются:

- нарушение герметичности трубопровода;
- выход из строя автотранспортной техники;
- нефтегазопроявления, в следствии нарушении герметичности;
- возгорание, в следствии нефтегазопроявления.

Нефтяные потоки от скважины загрязняют почву, поверхностные и грунтовые воды, нарушают почвенные и водные биоценозы. Химически токсичные вещества способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Установка специального устьевого оборудования на скважине, размещение агрегата, проведение испытания на герметичность, промывка и

обвязывание скважин происходит на открытом пространстве кустовой площадки Крапивинского месторождения, расположенного в Каргасокском районе Томской области.

Климат Каргасокского района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -50°C (зимой) до $+30^{\circ}\text{C}$ (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает от 1 до 1,5 м. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м.

Климатический регион (пояс) – II (III), средняя температура воздуха зимних месяцев: $-18,0^{\circ}\text{C}$; средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин: 3,6 м/с. [Безопасность жизнедеятельности: учебно-методическое пособие, приложение 1, таблица 2]

Проведение работ происходит на открытом пространстве. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Среднюю температуру станции контроля и управления СКУ-10 необходимо поддерживать в диапазоне $15-20^{\circ}\text{C}$. [СНиП 41-01-2003].

Для обогрева работников установлены: обогреватель электрический, настенный (220 В); кондиционер (220 В).

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда. Территория вокруг скважины в радиусе 50 м должна быть освобождена от оборудования, не задействованного в технологическом процессе.

Во время сильных морозов, ветров, ливней всякие работы запрещаются. В помещениях, предназначенных для обогрева работников, температура воздуха поддерживается на уровне 22-25 °С, скорость его движения 0,2 м/с. Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м². [Охрана труда и техника безопасности в газовом хозяйстве]

ГРП производится, как правило, в светлое время суток. В особых случаях глушение может быть произведено в ночное время при обеспечении освещенности скважины не менее 26 лк.

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 1. [СНиП 22-05-95]

При работе со скважиной, кроме химических веществ вредное влияние на работающих оказывает производственный шум. В качестве СИЗ рекомендуется применять звукоизолирующие наушники. Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ. [СНиП 23-03-2003]

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением работ. [Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013]

Таблица 9 – Требования к производственному освещению

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

При работе на открытом воздухе предусмотрено снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (культбудки) и т. д.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках. Умывальные размещаются в помещениях, смежных с гардеробными, или в гардеробных, в специально отведенных местах. Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды. [СНиП 2.09.04-87]

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C₁-C₁₀) и сероводорода (H₂S) в смеси с углеводородом, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении технологических процессов и производственных работ (глушение, вызов притока, промывка после ГРП).

Фоновые концентрации вредных веществ составляют:

- взвешенные вещества – 0,2 мг/м³;
- окись углерода - 0,4 мг/м³;
- двуокись азота - 0,008 мг/м³;
- двуокись серы - 0,02 мг/м³.

Предельно допустимые концентрации углеводородов, поступающих в атмосферу: метан – 50 мг/м³, бутан – 200 мг/м³, пентан – 100 мг/м³.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добыче нефти, относятся к 1-4 классу опасности. [ГОСТ 12.1.007-76]

Сернистый ангидрит (SO₂) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу

опасности, ПДК составляет 10 мг/м³. [Ю.С. Корнеев. Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах]

Оксид углерода относится к 4 классу опасности, ПДК в воздухе рабочей зоны 20 мг/м³. Выделяется в атмосферу при сжигании газа на факелах и в дымовых трубах котельных.

Оксид азота NO – бесцветный газ, оказывает прямое действие на центральную нервную систему, относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м³. Выделяется при работе котельных и сжигания газа на факелах.

Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации 0,005-0,010 мг/м³. Относится к 4 классу опасности.

Сажа (ПДК 0,15 мг/м³) содержит в своем составе канцерогенные 3, 4-бензипрен и другие полициклические ароматические углеводороды, токсичные соединения металлов. [Ю.С. Корнеев. Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах]

Токсичные вещества при большой дозе воздействия на организм могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что может привести к травме и летальному исходу.

Станция контроля за ГРП, блок манифольда, находящиеся в пределах рабочей площадки, работают от электрического тока, частоты 50 Гц и напряжением 220 В.

Виды защиты от повышенного напряжения электрической цепи:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля, сигнализации и отключения;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;

- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности. [ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»]

К средствам индивидуальной защиты относятся средства защиты рук, ног и органов тела работающего и специальная защитная одежда:

- спецодежда, которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемость, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;
- спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах;
- спецобувь;
- головные уборы – каски (зимой с утепленными подшлемниками);
- резиновые перчатки для защиты от поражения электрическим током.

При работе с химреагентами:

- резиновые рукавицы;
- кирзовые или резиновые сапоги;
- очки для химической защиты слизистой оболочки глаз;
- респиратор либо многослойная марлевая повязка. [ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Рабочее место при ГРП располагается на устье скважины, по взрывопожарной опасности относится к категории производства А. [ОНТП 10-99]

Основными причинами пожара и загорания на устье скважины являются:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования;
- неосторожное обращение с огнем и электроприборами;
- короткое замыкание и перегрев электрооборудования.

В Таблице 10 приведены токсичные и пожароопасные свойства нефти, используемой в качестве жидкости разрыва. [Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности]

Таблица 10 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ
	нефть
Плотность по воздуху	3.5
Температура самовоспламенения, °С	270-320
Температура вспышки, °С	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300
Класс опасности	3
Концентрационные пределы воспламенения	1.26-6.5
Действие на организм	Обладает наркотическим действием

Датчики систем контроля и управления технологическим процессом должны быть во взрывозащищенном исполнении и устанавливаться в условиях, исключающих прямой контакт с транспортируемой средой. Степень защиты электрооборудования IP56DX. [ГОСТ 14254-96]

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

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.; ломы – 2 шт.; топоры – 2 шт.; багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению. [Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. ППБ 01-03]

Запрещается при длительных остановках работы в зимнее время прогревать манифольд открытым огнем. Топливные баки силовой установки

должны быть расположены в пожаробезопасном месте и защищены от повреждений.

Автоцистерны с горючими веществами должны иметь надпись «Огнеопасно», оснащены углекислотными огнетушителями, кошмой (размером 2×2 м), лопаткой. [ППБО 116-85]

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

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спускоподъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газозвдушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов, также при выполнении работ нужно следовать правилам техники безопасности.

В таблице 11 представлен анализ возможных аварийных ситуаций и их последствий.

Таблица 11 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Срыв арматуры ГРП	-выдавливание труб НКТ - выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью

Окончание таблицы 11

Возможные аварии	Последствия
Рассоединение обсадной арматуры и кондуктора в ходе закачки агента	- вынос из скважины устьевого арматуры и обсадной колонны - вынос нефти и газа - уничтожение комплекса ГРП -пожар ,взрыв
Выход из строя автотранспортной техники	-искрение -короткое замыкание -взрыв -пожар

В случае возникновения аварийных ситуаций руководитель ГРП останавливает работы, немедленно ставит в известность бурового мастера, предпринимает меры по эвакуации работников и техники в безопасное место.

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки, обеспечивается специальной одеждой, которая имеет высокие теплозащитные свойства, спецобувью, каской, индивидуальным противогазом, газоанализатором, резиновыми перчатками, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Общая численность работающих на кустовой площадке при закачке агента в пласт под высоким давлением не менее 5 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод, которые могут стать вторичными факторами поражения при аварийных ситуациях.

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

4.7 Экологичность проекта

В процессе добычи нефти непрерывное загрязнение окружающей среды вызвано утечками углеводородов (в почву, воды и атмосферу) через

неплотности во фланцевых соединениях ГЗУ и ДНС, в устьевых сальниках скважин, порывами трубопроводов, при ремонтных работах.

Газообразные и жидкие вещества выбрасываются в 43 раза больше, чем твердые, что объясняется составом добываемого сырья. Основу добываемого сырья составляет нефть. Наиболее опасными для загрязнения окружающей среды компонентами нефти являются сероводород и меркаптаны.

На установках подготовки нефти и газа накапливаются также твердые и жидкие отходы. Для сокращения их количеств рекомендуются следующие мероприятия:

- заменить нерегенерируемые реагенты на регенерируемые;
- выпаривать сульфатные стоки с получением сульфата натрия;
- сжигать твердые и жидкие продукты с получением электроэнергии;
- применять сухую обработку территории завода.

С целью исключения загрязнения окружающей среды при аварийных ситуациях на одиночных скважинах и кустах скважин предусматривается:

- сбор загрязненных стоков, при ремонте скважин с применением инвентарных поддонов и емкостей;
- установка устьевого сальника высокого давления;
- железобетонная дренажная емкость для приема выбросов с предохранительных клапанов ГЗУ;
- автоматическое отключение скважин в случае порыва выкидного трубопровода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена технологическая эффективность применения методов увеличения притока жидкости, в скважине обусловлено, текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта, сокращением объема попутно добываемой воды.

Основной целью стимуляции скважины является повышение ее продуктивности. Одна из наиболее часто используемых технологий – это гидроразрыв пласта.

На отдельных скважинах ГРП дал отрицательный результат. Это было связано с отказом подземного оборудования на скважинах, на которых проведены работы по ГРП, а в результате падение МРП по ЭЦН. Основной причиной преждевременных отказов являются механические примеси, анализ которых показывает, что представлены они продуктами разрушения призабойной зоны пласта, буровым раствором и проппантом, выносимым из пласта при повышенных депрессиях.

Но, так или иначе, гидроразрыв пласта остается эффективной и является одним из ресурсов увеличения объемов добычи.

Внедрение ГРП на Крапивинском месторождении позволяло получать каждый год все новые дополнительные объемы добытой нефти. В 2008 году дополнительная добыча за год за счет ГРП составила порядка 90 тыс. тонн., что само за себя говорит о его высокой эффективности.

ГРП позволяет решать следующие задачи:

- 1) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;
- 2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГРП- гидроразрыв пласта;
МГРП- многостадийный гидроразрыв пласта;
НКТ-насосно-компрессорные трубы;
СКУ- станция контроля и управления;
УН- установка насосная;
ЦА-цементировочный агрегат;
УС- установка смесительная;
МОГТ- метод общей глубинной точки;
ГКЗ-государственная комиссия по запасам;
ППД- поддержание пластового давления;
ОПЗ- обработка призабойной зоны;
АСПО- асфальто-смоло-парафиновые отложения;
ВВ-взрывчатое вещество;
ПЗС- призабойная зона скважины;
КО-кислотная обработка;
КИН- коэффициент извлечения нефти;
ФЕС- физико-емкостные свойства;
ММ-машина манифольд;
БМ-блок манифольда;
ПДК- предельно допустимая концентрация;
ГТЭС-газотурбинная электростанция;
ЛЭП- линия электропередачи;
ГЗУ-групповая замерная установка;
ДНС- дожимная насосная станция;
ЭЦН-электроцентробежный насос;
МРП-межремонтный период.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Адонин А.Н. Выбор способов добычи нефти. - М.:Недра, 1971г.
2. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. М.: Недра 1987г.
3. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие
4. Бухаленко Е.И. , Абдулаев Ю.Г. «Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования» М.:Недра, 1989г.
5. Гавура А.В., Багаутдинов А.К., Ильин Н.Н. Авторский надзор за разработкой месторождений НГДУ «СН», 1999 г
6. ГОСТ 12.0.03 – 74
7. ГОСТ 12.1.007-76
8. Зайцев Ю.В. Добыча нефти и газа. М.:Недра.
9. Иванова М.М. , Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. «Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа» – М.:Недра, 1997г.
10. «Конституции Российской Федерации», статья 37 п.3
11. Корнеев Ю.С. Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах. М.:Недра, 1988 г.
12. Крец В.Г. , Кольцов В.А. , Лукьянов В.Г. «Нефтегазопромысловое оборудование» Комплект каталогов, Томск,1997г.
13. Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика» М.:Недра, 1997г.
14. Мищенко И.Т. «Расчеты в добыче нефти». М.:Недра,1989г
15. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности 2015
16. ОНТП 10-99
17. Отчет о производственной деятельности ЦДНГ-10 - ОАО «ТОМСНЕФТЬ» ВНК, 1998-2012гг
18. Охрана труда и техника безопасности в газовом хозяйстве

19. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
20. Правила пожарной безопасности в РФ. ППБ 01-03
21. Проект пробной эксплуатации Крапивинского месторождения.- «ТомскНИПИ-нефть», 2011г.
22. СанПиН 2.2.8.49-03
23. СНиП 2.09.04-87
24. СНиП 11-4-79
25. СНиП 23-03-2003
26. СНиП 41-01-2003
27. СП 2.2.1.1312-03
28. СП 231.1311500.2015
29. СНиП 22-05-95
30. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ
31. Сулин В.А. «Типы воды»
32. Технические паспорта скважин Крапивинского месторождения.- ОАО «ТОМСНЕФТЬ» ВНК, 1999-2008гг
33. Технологические режимы работы скважин Крапивинского месторождения. ЦДНГ-10,
34. Учебный курс НК «ЮКОС».
35. Учебно-методический модуль №1 и №2. НК «ЮКОС»
36. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 2013
37. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность ф нефтегазовом комплексе
38. Щуров В.И. “Технология и техника добычи нефти”, М: «Недра», 1983 г.