

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---



Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 23.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА НА КРАПИВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (Томская область)</b>

УДК 622.276.66:551.762(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Бондарь Антон Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пугачев Евгений Вячеславович	к.ф.-м.н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н		

Томск – 2017 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 23.03.01 Нефтегазовое дело

**Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений**

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой \_\_\_\_\_  
 (Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б33Т	Бондарь Антон Юрьевич

Тема работы:

<b>ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА НА КРАПИВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ</b> (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе:</b>	Пакет технической, технологической и нормативной информации, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:</b>	Общие сведения о месторождении, общие геологические сведения, текущее состояние разработки, характеристика, анализ и оценка технологической эффективности применения метода интенсификации притока жидкости к скважинам с помощью гидравлического разрыва пласта на юрских отложениях Крапивинского нефтяного месторождения, технико-экономический анализ, социальная ответственность при строительстве и эксплуатации фонда скважин..

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, кандидат экономических наук Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Доцент, Гуляев Милий Всеволодович

**Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:**

Введение
Геологический раздел

Технико-технологический раздел	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

**Задание выдал руководитель:**

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Орлова Юлия Николавна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Бондарь Антон Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3 – 2Б33Т	Бондарь Антон Юрьевич

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	ГРHM
<b>Уровень образования</b>	бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Расчета экономической эффективности гидравлического разрыва пласта на Крапивинском месторождении	Производительность скважины, коэффициент изменения дебита скважины, коэффициент эксплуатации скважины до и после проведения ГРП.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения ГРП и др.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти; калькуляция себестоимости нефти.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расходы на эл. энергию по извлечению нефти;</li> <li>2. Расходы по искусственному воздействию на пласт;</li> <li>3. Основная зарплата производственных рабочих;</li> <li>4. Отчисления на специальные нужды;</li> <li>5. Амортизация скважин;</li> <li>6. Расходы по сбору и транспортировке нефти;</li> <li>7. Расходы на технологическую подготовку нефти;</li> <li>8. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования;</li> <li>9. Цеховые расходы;</li> <li>10. Общепроизводственные расходы;</li> <li>11. Прочие производственные расходы.</li> </ol>
2. Расчет затрат на проведение ГРП	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расчет основной заработной платы;</li> <li>2. Расчет размера доплат, учитывающих размер премии;</li> <li>3. Расчет повременного премиального заработка;</li> <li>4. Расчет заработной платы с учетом районного коэффициента;</li> <li>5. Расчет северных доплат;</li> <li>6. Расчет общей заработной платы;</li> <li>7. Расчет дополнительной заработной платы;</li> <li>8. Расчет отчислений на социальные нужды;</li> <li>9. Расчет расхода материалов;</li> <li>10. Расчет расхода электроэнергии;</li> <li>11. Расчет износа МБП;</li> <li>12. Расчет амортизации основных фондов;</li> <li>13. Расчет услуг собственных, вспомогательных услуг и со стороны;</li> <li>14. Расчет прочих расходов;</li> <li>15. Расчет цеховых расходов.</li> </ol>
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности мероприятия.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расчет годового экономического эффекта;</li> <li>2. Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия.</li> </ol>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3 – 2Б33Т	Бондарь Антон Юрьевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б33Т	ФИО Бондарь Антон Юрьевич
-------------------	------------------------------

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования являются геологические и технологические риски при проведении операции гидравлического разрыва пласта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> Крапивинского нефтяного месторождения, которое располагается в Кargasокском районе Томской области.
---	---

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта.	Вредные факторы: неудовлетворительные метеоусловия района при проведении работ на открытом воздухе, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышение уровней шума, повышение уровня вибрации, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы: электрический ток, пожаровзрывоопасность, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, сосуды и аппараты работающие под давлением.
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха при сгорании газа в факелах. Воздействие на литосферу: загрязнение промышленными и бытовыми отходами.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Наиболее возможные ЧС на объекте: пожар.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Рабочее место при проведении гидравлического разрыва пласта должно соответствовать нормам и правилам в области промышленной безопасности («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Бондарь Антон Юрьевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа состоит из 104 страниц и содержит 10 графиков, 9 рисунков, 36 таблиц, список литературы включает 16 источников.

Объектом исследования являются методы интенсификации притока жидкости к скважинам, в том числе с помощью гидравлического разрыва пласта.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, НЕФТЬ, ЗАПАСЫ, ДЕБИТ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ (ДП), ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА (ГРП).

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

В аттестационной работе приведены сведения о географическо-административном положении месторождения и его природно-климатических условиях, геолого-геофизические характеристики месторождения и особенности геологического строения.

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

Работа содержит сведения о технологической эффективности применения методов интенсификации, принципов проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Аттестационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	11
1.1. Характеристика района работ.....	11
1.2. История освоения месторождения.....	15
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	20
2.1. Геологическое строение месторождения и залежей.....	20
2.2. Стратиграфическая характеристика.....	21
2.3. Параметры продуктивных пластов и их неоднородности.....	27
2.4. Состав и свойства пластовых флюидов.....	30
2.5. Запасы нефти и растворенного газа.....	33
3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ.....	36
3.1. Анализ структуры фонда скважин.....	36
3.2. Характеристика работы добывающих скважин.....	37
3.3. Характеристика работы нагнетательных скважин.....	42
4. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНАМ, И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА КРАПИВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	45
4.1. Сущность гидроразрыва пласта.....	47
4.2. Технология проведения ГРП.....	47
4.3. Анализ мероприятий по ГРП.....	50
4.4. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта.....	55
4.5. Оценка эффективности проведения ГРП за 2010 год.....	58
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
5.1. Расчета экономической эффективности гидравлического разрыва пласта на Крапивинском месторождении.....	61
5.2. Расшифровка затрат по калькуляции на одно ГРП.....	63
5.3. Расчет показателей ПДН и ЧТС.....	67
5.4. Анализ чувствительности проекта к риску.....	69
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
6.1. Производственная безопасность на Крапивинском нефтяном месторождении.....	73
6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта.....	74
6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта.....	78
6.2. Экологическая безопасность.....	88
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	99
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	102

## 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 Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, 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 Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

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 Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>. 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.

Согласно протокола ГКЗ запасы нефти Крапивинского месторождения составляют 121793 тыс. т. (84963 тыс.т. категории С1 и 36830 тыс.т категории С2), из них в Томской области 90911 тыс.т (58939 тыс.т. категории С1 и 31972 тыс.т. категории С2), в Омской области 30882 тыс.т. (26024 тыс.т. категории С1 и 4858 тыс.т. категории С2).

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 территории 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. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 1.1. Характеристика района работ

Территория Крапивинского месторождения расположена в Каргасокском районе Томской области, и лишь небольшая по площади его юго-западная часть (район скважин №№ 200, 221, 220) входит в состав Омской области Западной Сибири (рисунок 1.1.).

Ближайшие месторождения, находящиеся в разработке ОАО «Томскнефть»: 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 орографическом плане Крапивинское месторождение расположено в междуречье рек Крапивная и Ягыл-Ях - правые притоки р. Васюган, впадающей в крупную водную артерию Западной Сибири – реку Обь. Более мелкие реки района – Большой и Малый Юнкуль – пересекают месторождение в его северной части. Гидрографическая сеть района рек Ягыл-Ях, Крапивная, Большой и Малый Юнкуль не представляет практического интереса для судоходства из-за небольшой ширины и глубины. Наиболее крупная из перечисленных рек в районе р. Ягыл-Ях – достигает ширины 14 м, ее глубина не превышает 2 м. Ранее при освоении Крапивинского месторождения р. Ягыл-Ях использовалась как судоходная река, для доставки грузов и оборудования. После завершения в 2009г строительства круглогодичной автодороги, необходимость использования реки как судоходной исчезло. Вскрытие рек происходит в конце апреля, ледостав - во второй половине октября.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от  $-50^{\circ}\text{C}$  (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, а также большое количество озер, развитых в южной части месторождения, к востоку от линии пробуренных скважин №№ 197-200. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель, кедр).

Мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго-восток), Федюшкинское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

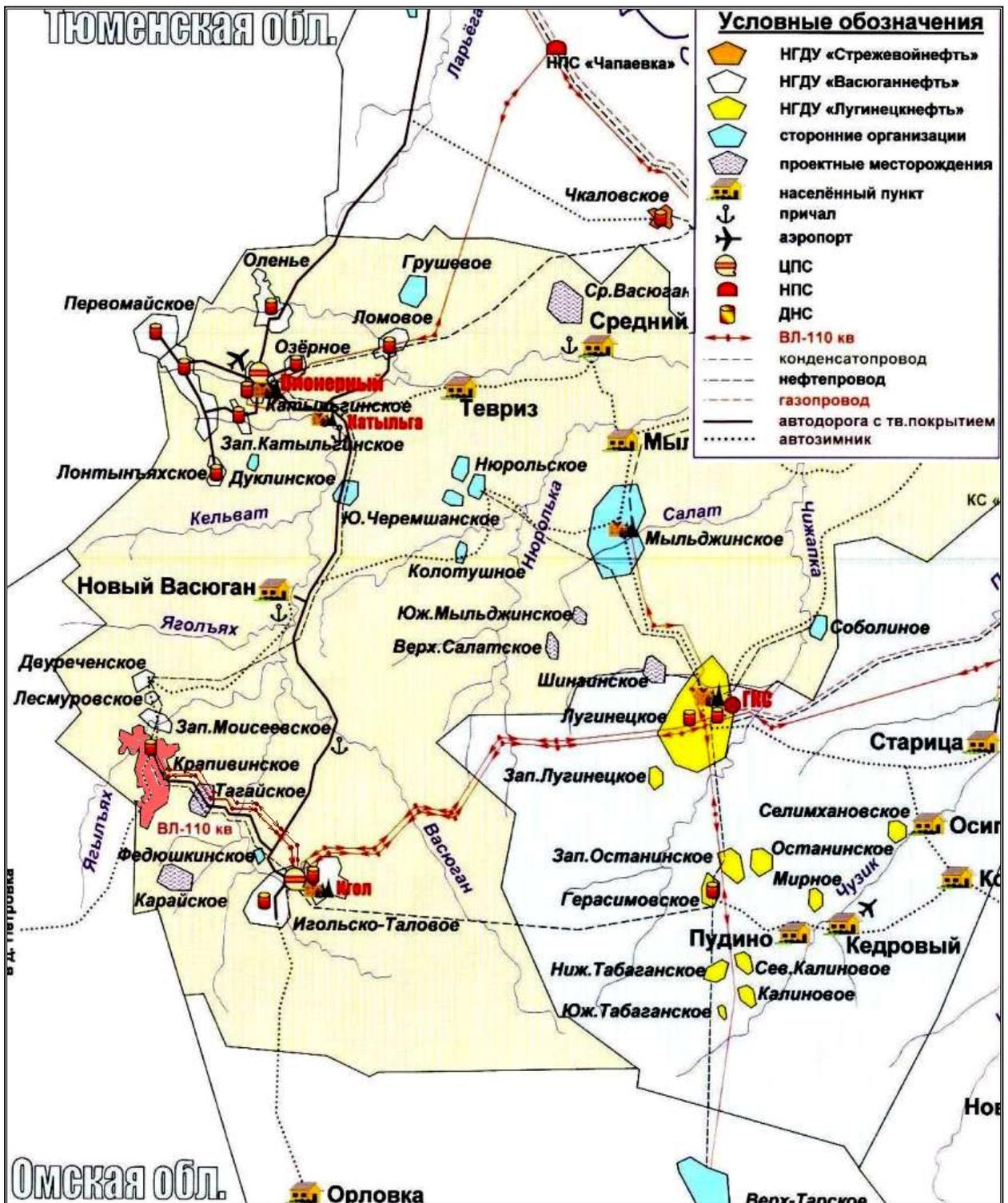


Рис. 1.1 - Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области

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. 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.

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.

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. В апреле 2002г. 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 2Х25 МВА.

## 1.2. История освоения месторождения

Крапивинское нефтяное месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию. Крапивинское локальное поднятие (л.п.) выявлено в 1966 г. сейсморазведкой МОВ, в поисковое бурение введено в 1969 году. После бурения трех поисковых скважин №№ 195,196 и 198 (рисунок 1.2), заложенных в наиболее приподнятой сводовой и присводовой частях л.п., выявивших низкопродуктивные нефтеносные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, поисково-разведочные работы на площади, с 1970 г. приостановлены.

После проведения в 1980-1982 годах детализационных сейсмических исследований МОГТ 2Д, уточнивших строение собственно Крапивинского и выявивших юго-западнее его Западно-Крапивинское поднятие, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Впервые оперативная оценка запасов была выполнена в 1984 г. ПГО «Томскнефтегазгеология». С 1984 г. на уточненной структурной основе было пробурено 33 разведочных скважин, из них по основному продуктивному пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> притоки нефти получены в 15 скважинах, притоки нефти с водой - в 8 скважинах, притоки воды - в 6 скважинах. По пласту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> получены, в основном, незначительные притоки нефти.

С 1991г. разведочные работы на месторождении велись согласно «Проекта доразведки Крапивинского месторождения» для уточнения его геологической модели, повышения категоричности запасов и получения дополнительных геолого-промысловых данных для составления технологической схемы разработки. В последующие годы по результатам поисково-разведочных работ приросты запасов осуществлялись практически ежегодно.



разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений в 1997 г. (протокол № 2124 от 20.02.1997 г., г. Москва). Согласно проекту в 1998г. начато разбуривание месторождения (р-н скважины № 201р) - месторождение введено в пробную эксплуатацию. С 2010г. начато пробное бурение южной группы Крапивинского месторождения (р-н скважин № 218р. 233р)

По проекту пробной эксплуатации [1] предусмотрена треугольная сетка разбуривания (с расстоянием между скважинами 500 м) и площадная семиточечная система вытеснения. Пробную эксплуатацию предусмотрено было организовать на трех участках пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> по площадной семиточечной системе вытеснения с расстоянием между скважинами 1000 м (районы скв. №№ 201р и 208р) и участка в районе скв. № 190 (рисунки 1.2,1.3) с расстоянием между скважинами 500 м. На период пробной эксплуатации общий проектный фонд состоял из 26 скважин, в том числе: 20 - добывающих, 3 - нагнетательных, 3 - водозаборных. Протоколом ЦКР Минэнерго РФ утверждены следующие уровни добычи: 1997 г. -25.1 тыс. т, 1998 г. - 137. тыс. т, 1999 г. - 231 тыс. т, 2001 г. - 240.4 тыс.т.

Проект пробной эксплуатации стал основой для последующих работ по технико-экономическому обоснованию ввода в промышленную разработку Крапивинского месторождения, выполненных в 1996 - 1998годах.

Для повышения эффективности эксплуатационного бурения и разведки сопредельных площадей, в 1995 - 2000 годах, на площади 428 км<sup>2</sup> Крапивинского лицензионного участка, выполнены полевые 3D-сейсмические исследования и комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ПГИС. Результатом этих работ является построение трехмерной сейсмогеологической модели, описывающей гипсометрическую, тектоно-седиментационную и литофациальную неоднородность залежей Крапивинского месторождения. Построенная модель легла в основу динамической модели месторождения.

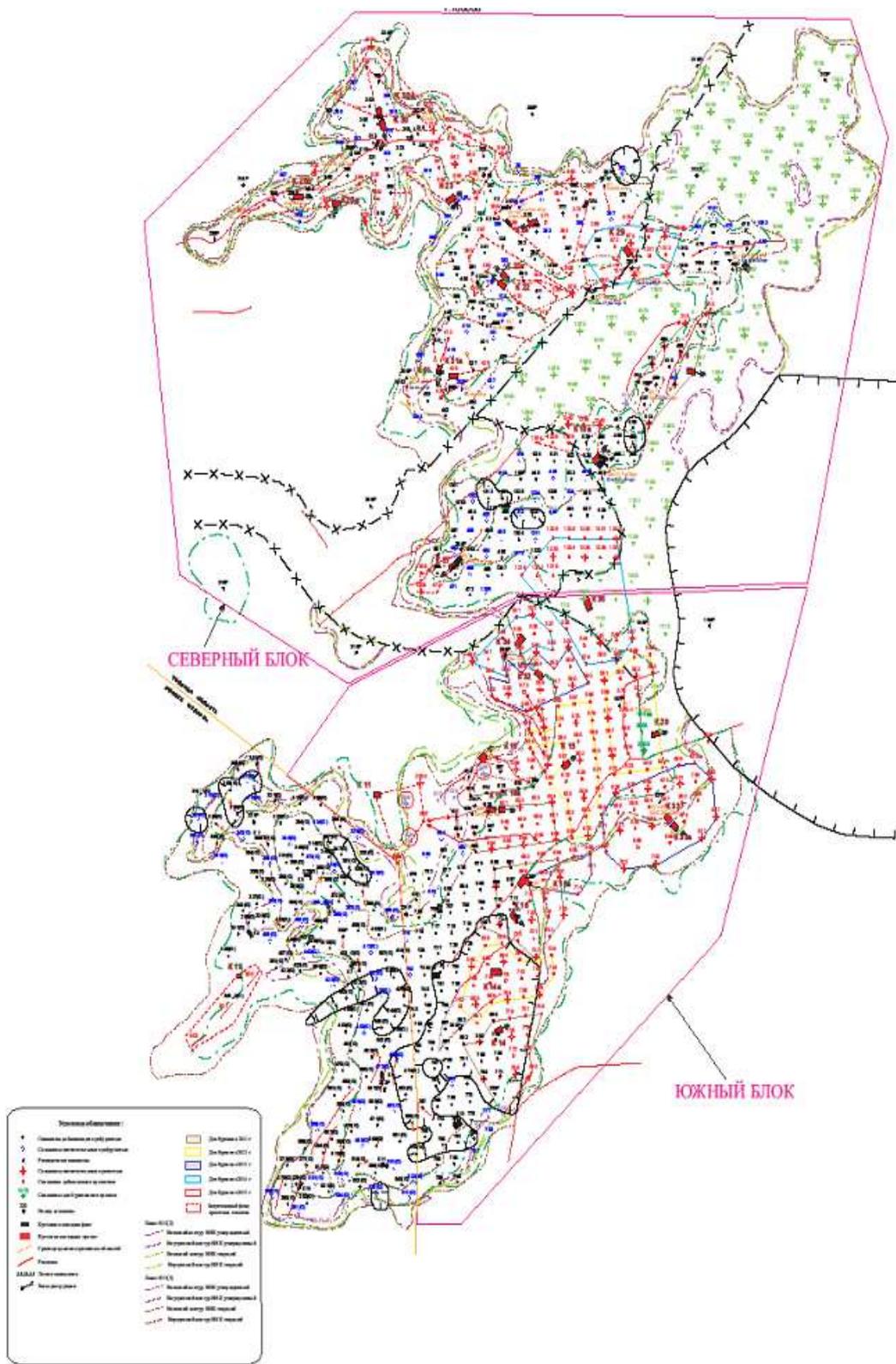


Рисунок.1.3 - Проектная схема расположения скважин Крапивинского месторождения

По результатам 3D сейсморазведочных работ, бурения и опробования 33 разведочных и 21 эксплуатационных скважин и пробной эксплуатации залежи в 1997 -2000 годах силами ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» выполнен подсчет балансовых и извлекаемых запасов месторождения. Запасы были представлены на рассмотрение в ЦКЗ и утверждены (протокол № 56-2001М от 18.01.2001 г. Москва ). На 01.01.2001 года на государственном балансе РФ числились следующие запасы нефти: [4]

- 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. м<sup>3</sup>,
- категории С2 - 232 млн. м<sup>3</sup>.

В настоящее время месторождение находится в эксплуатации двух недропользователей. Один из которых - ОАО «Томскнефть» завершил пробную эксплуатацию северной залежи, и начал пробную эксплуатацию южной части залежи, а второй недропользователь - ОАО «Газпром нефть» проводит пробную эксплуатацию юго-западной части залежи. По инициативе ОАО «Томскнефть», предложена технологическая схема дальнейшей разработки месторождения, при этом основные проектные решения обоснованы только по Томской области. По согласованию с ОАО «Газпром нефть» принято, что по границе двух областей будет располагаться ряд нагнетательных скважин, который формируется силами обеих компаний. [4]

На 01.01.2013 г. на государственном балансе РФ числятся уже следующие запасы нефти:

- балансовые по категории С1+В-154865 тыс. т, извлекаемые 56746 тыс. т
- балансовые по категории С2 – 3232 тыс. т, извлекаемые 857 тыс. т,

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1. Геологическое строение месторождения и залежей

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 (рис.2.1, 2.2.).

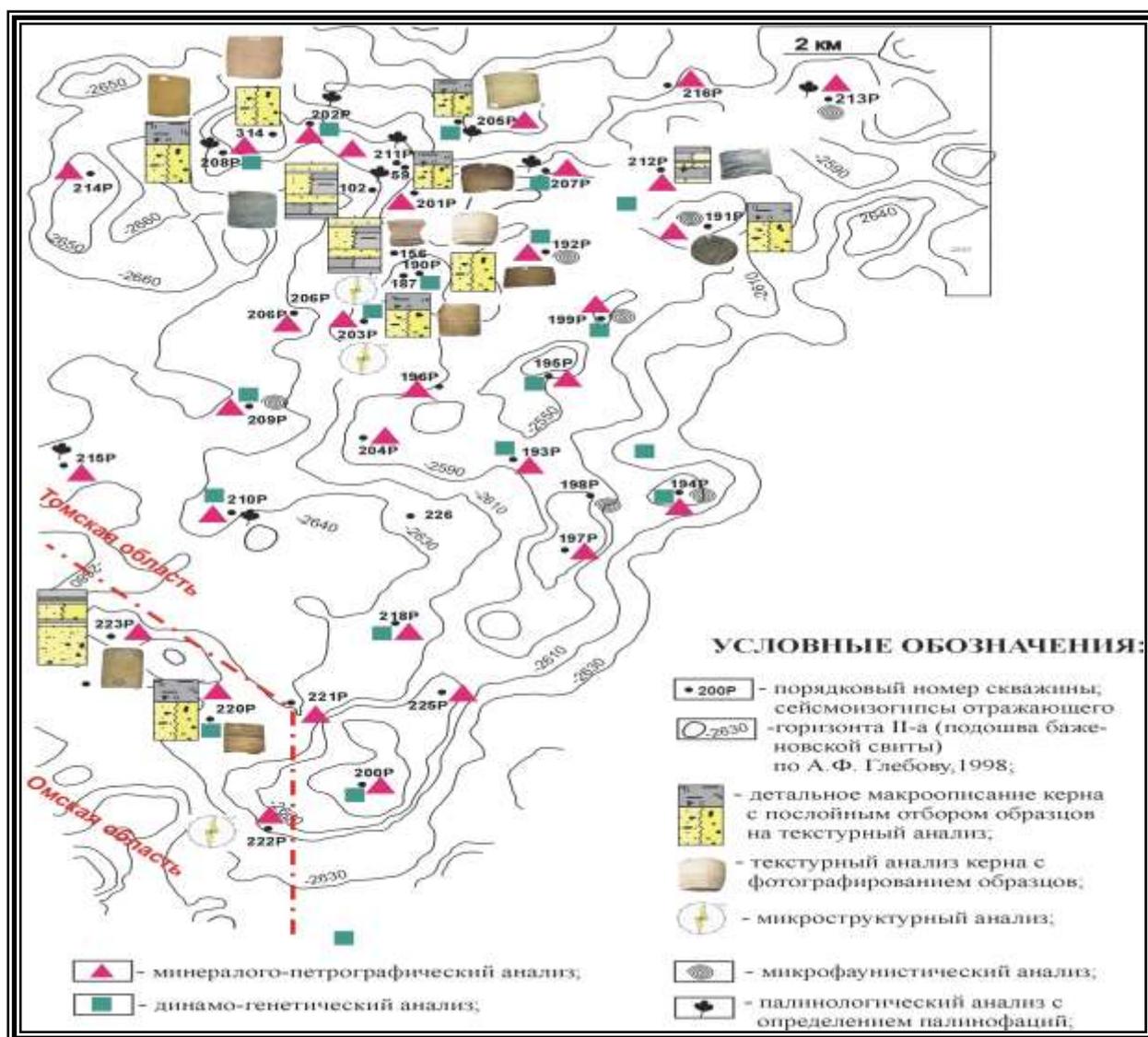


Рисунок. 2.1 - Схема литологической изученности

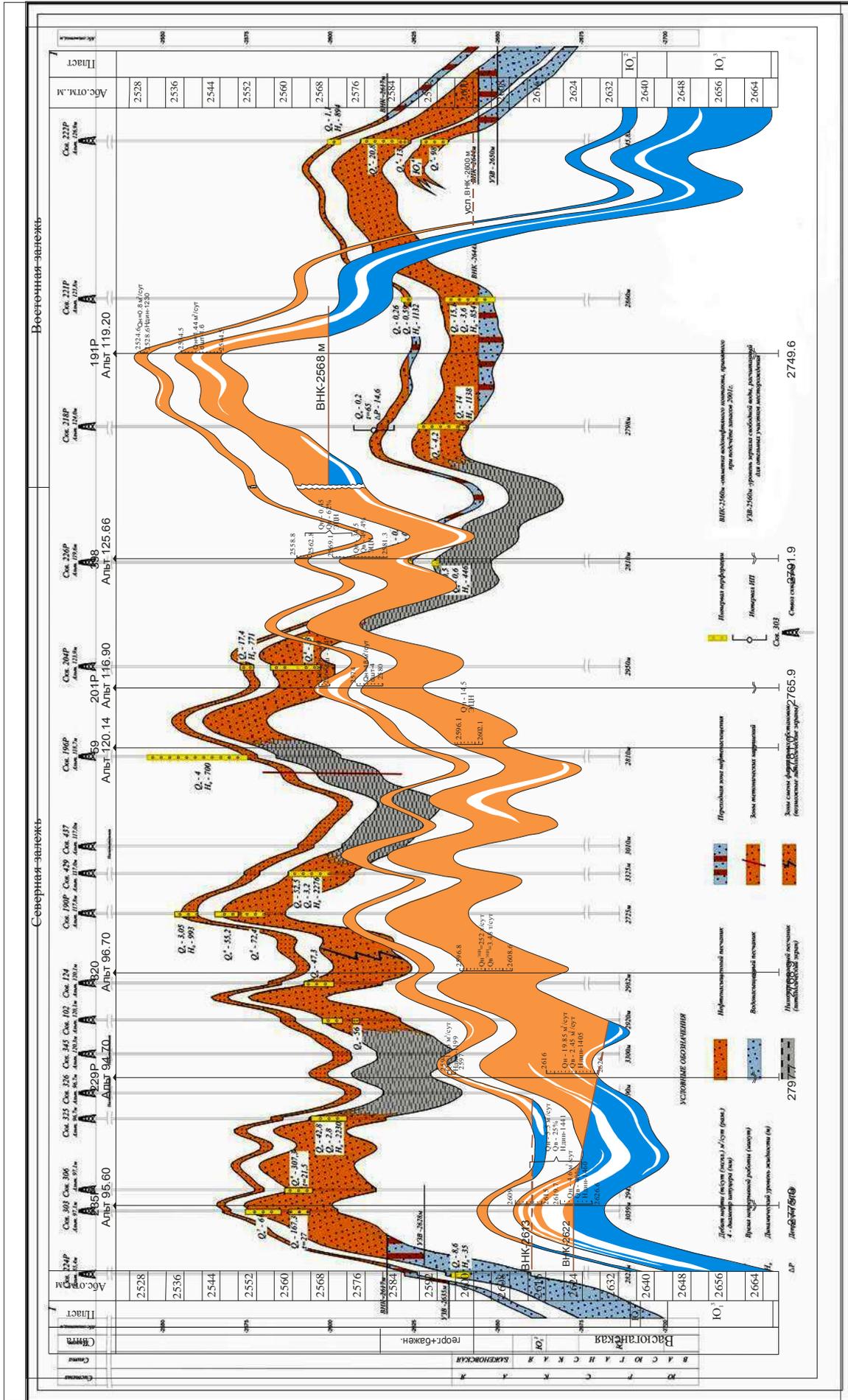


Рисунок 2.2 - Геологический разрез пластов по данным геологоразведочного бурения

Рисунок 2.3 - Геологический разрез по данным геологоразведочного бурения

## Фическая характеристика

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин на основании корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом.[2]

Исследования были выполнены по представительной коллекции образцов керна (292 шт.) нефтенасыщенного коллектора пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, вскрытых различными скважинами на Крапивинском месторождении. Наиболее полные материалы получены по скважинам 187 (82 образца – интервал 2751.8 – 2787.6 м) и 222Р (29 образцов – интервал 2736 -2751.3 м).

В скважине 187 пачка Ю<sub>1</sub><sup>3В</sup> представлена в основании разреза песчаниками с тонкими прослоями алевроитового и глинистого материала. Характерна прерывистая горизонтальная слоистость за счет слюды, глинистого материала и растительного детрита. Аллотигенные компоненты в основном представлены кварцем, полевыми шпатами в различной степени пелитизированными и серицитизированными (калишпатами и плагиоклазами). Обломки пород присутствуют в меньшем количестве (силициты, кварциты, сланцы, аргиллиты, глины). Встречаются листочки биотита. Из аксессуарных минералов отмечается эпидот. Углистое вещество присутствует в виде пятен и точечных вкраплений. Порода послойно обогащена растительным детритом буро-красного цвета. Признаки деформации проявляются в виде изгиба пластинок слюды, завершающегося их расщеплением на концах. Зачастую деформированные слюды выполняют промежутки между обломками пород. Цемент пленочно-поровый, поровый глинистый и глинисто-гидрослюдистый. Породы данного интервала характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость 0,45 %, проницаемость 2.4 мД).

Отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 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 алевро-псаммитовая и псаммитовая. Терригенный материал, слагающий алевро-песчаные породы, в целом имеет полуугловатую, полуокатанную и окатанную форму зерен, хотя в нижней части встречаются и плохо окатанные. В породах наибольшим развитием пользуются пленочно-поровый глинисто-гидрослюдистый и поровый каолиновый цементы, локально проявляется регенерационный полевошпатовый и кварцевый. 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.

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;
- песчаные резервуары обладают пространственной (трёхмерной) анизотропией фильтрационно-емкостных свойств;
- пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в скважине 187 представлен, в основном, средне-крупнозернистыми песчаниками, обломочно-осадочный материал которых формировался в условиях волноприбойной деятельности морского побережья (устьевого бара). 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.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. В строении пласта 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 алевропсаммитовая, псаммитовая. В обломочной части отмечаются кварц, калиевые полевые шпаты, пертиты, плагиоклазы, часто пелитизированные и серицитизированные. Среди обломков пород наблюдаются микрокварциты, гранитоиды, алевролиты, сланцы. Из аксессуарных минералов встречается эпидот. Зерна кварца, полевых шпатов имеют признаки пластической деформации в виде облачного погасания. Некоторые зерна полевых шпатов катаклазированы. Следует отметить, что для всех пород характерна пиритизация. Пирит образует скопления мелких глобулей и кристаллов 0,2-0,8 мм. Цементация пленочно-поровая глинистая и гидрослюдистая. Отмечаются единичные зерна глауконита. Широко развиты растительные остатки и ОВ, фиксируемые в межзерновом и поровом пространстве в виде бурых пятен. Порода слабопроницаемые. Регенерационный кварц и альбит в разрезе скв.187 проявляется локально. Нарастание происходит в виде регенерационной каймы на окатанные зерна и, как следствие, сокращается свободное поровое пространство. Это приводит к уменьшению объема сообщающихся пор и ухудшению коллекторских свойств пород. Каолинит отмечается практически на всех изученных интервалах пласта Ю<sub>1</sub>. Часто наблюдается высокая степень раскристаллизации каолинита и образование агрегатоподобных его сростков. Свободное поровое пространство может сохраняться между каолиновыми сростками, что способствует увеличению ФЕС. Кальцит однозначно влияет на ФЕС коллекторов. Появление его в составе песчаников всегда ведет к ухудшению коллектора.

Литолого-петрофизическая анизотропия коллектора Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> изучалась на основе микроструктурного анализа кварца. Микроструктурный анализ кварца в обломочных средне- и мелкозернистых кварцосодержащих породах проводится исходя из предположения о том, что этот минерал не испытывает заметных тектонических воздействий и обнаруживает специфическую ориентировку - ориентировку отложений. Подобная ориентировка во многом определяется пространственным распределением кварцевых зерен по форме. Как правило, удлиненная форма зерен обуславливает предпочтительную картину ориентировки. С условиями осадконакопления связано пространственное изменение различных видов физических свойств пород – магнитных, упругих, фильтрационных. Несмотря на различие природы физических параметров, преобладающим является ориентирующий процесс, зависящий от соотношений размеров, окатанности, плотности частиц, скорости и направления транспортирующей среды.

#### Доюрские образования

Доюрские отложения вскрыты скважинами № 195Р и 200Р. Представлены они зеленокаменными измененными миндалевидными спиллитами, вверх по разрезу интенсивно выветрелыми, переходящими в кору выветривания. Вскрытая толщина изменяется от 80 до 107 м.

#### Юрская система

Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью более 300 м. Они подразделяются на три свиты: тюменскую, васюганскую и баженовскую.

#### Тюменская свита

Континентальные отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований. Породы представлены неравномерно переслаивающимися темно-серыми и буровато-серыми, иногда полосчатыми аргиллитами, разнозернистыми полимиктовыми песчаниками различной крепости, крепкими алевролитами и

каменными углями, распространены повсеместно. В полном объеме они вскрыты скважинами 195Р и 200Р. Мощность свиты 92 - 216 м.

#### Васюганская свита

Отложения васюганской свиты вскрыты всеми пробуренными скважинами в описываемом районе и залегает на глубинах 2600 – 2750 м. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, которые формировались в процессе двух трансгрессий: верхнеюрско-валанжинской и кратковременного периода континентального режима осадконакопления между ними. Свита подразделяется на две подсвиты - нижневасюганскую и верхневасюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом.

Нижневасюганская подсвита сложена, в основном мелководноморскими глинистыми породами - аргиллитами темно-серыми, буровато-серыми, с редкими тонкими прослоями светло-серых алевролитов. Подсвита хорошо прослеживается по простиранию, мощность ее 26 – 29 м.

Верхневасюганская подсвита преимущественно песчаная и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>, являющийся основным продуктивным объектом почти на всех месторождениях Томской области. На Крапивинском месторождении в объеме горизонта выделяется три пачки: надугольная - преимущественно песчаная, прибрежно-морская, трансгрессивная (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), межугольная – преимущественно глинистая, прибрежно-континентальная, трансгрессивно-регрессивная (пласт Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>) и подугольная - песчаная, прибрежно-морская, регрессивная (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>). Пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> нефтеносные. Мощность верхневасюганской подсвиты, составляет 27 - 41 м.

Общая мощность васюганской свиты составляет 53 – 70 м.

#### Баженовская свита.

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно - морскими битуминозными аргиллитами темно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда

карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод пелеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса.

Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Баженовская свита является региональным репером. Мощность свиты 18 - 28 м.

### **2.3. Параметры продуктивных пластов и их неоднородности**

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub> - пластами Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> над угольной толщи и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> под угольной толщи, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю<sub>1</sub><sup>МУ</sup> толщиной 4-10 м.

#### **Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.**

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> развит практически повсеместно по площади, вскрыт 151-й скважиной. В скважинах 194Р, 200Р, 300, 311, 309, 319, 330, 362 и 407 песчаник замещен глинистыми разностями.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития.

Керн отобран и проанализирован практически во всех разведочных скважинах, из эксплуатационных - в скв. 59, 102, 156, 187, 188, 314, 321, 387S.

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 х 14 км и высотой 103 м. Эффективная толщина

пласта небольшая – от 0,6 до 6,6 м, в среднем составляя 2,5 м. В целом, отмечается уменьшение толщины с запада на восток. Максимальные толщины – 4 – 6 м отмечаются на северо-западе залежи, в районе скважин 102 – 414.

Опробование пласта проведено в большинстве разведочных скважин, в широком диапазоне абсолютных отметок нижних перфорационных отверстий (а.о.-2529.0 – 2639.0 м). В большинстве опробованных скважин (№№ 190р, 191р, 192р, 193р, 197р, 199р, 201р, 203р, 210р, 211р, 222р, 226р) притоки безводной нефти составили от 0,2 до 3 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях от 534 до 112 м, лишь в отдельных скважинах (№№ 196, 204, 207, 212) притоки оказались выше (от 4 до 17,4 м<sup>3</sup> /сут) при динамических уровнях 635 – 806 м. При опробовании в процессе бурения пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> скважины 218 при депрессии 14,6 МПа получено 0,2 м<sup>3</sup>/сут нефти, в скважинах 213 и 216 притока из него не получено при депрессии 11.5 МПа. Коэффициенты продуктивности скважин низкие, варьируют от 0,07 м<sup>3</sup>/сут\*МПа (скв.192Р) до 2,51 м<sup>3</sup> /сут\*МПа (скв.203Р), составляя в среднем по 18 скважинам 0,5 м<sup>3</sup> /сут\*МПа. В скважине 470S отмечена максимальная продуктивность – 4.9 т/сут\*МПа. Газовый фактор 24 – 36 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пластовое давление – от 26,4 МПа (скв. 201Р) до 27,6 МПа (скв.207Р).

Скважинами №№ 205Р, 206Р, 209Р и 215Р вскрыта полностью водонасыщенная часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на абсолютных отметках верхних отверстий перфорации - 2619, -2633 м. В скважине 206Р пласт оказался водоносным (на динамическом уровне 940 м получено 5,1 м<sup>3</sup> /сут пластовой воды без признаков нефти).

Водонефтяной контакт в залежи имеет наклонный характер. На большей части площади он имеет отметку -2617 м и принят по скважине 218Р, где при испытании интервала 2731 – 2743 м (а. о. – 2607 – 2619 м) в процессе бурения при депрессии 14,6 МПа за 65 минут получено 0,2 м<sup>3</sup>

нефти. По данным ГИС подошва нефтенасыщенной части пласта пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> отбивается на а. о. – 2617 м (в колонне не опробована).

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

#### Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 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.

Реализуемая в настоящее время технологическая схема разработки месторождения основана на литологической модели пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, согласно которой наблюдаемая «мозаика» распределения залежей нефти обусловлена наличием в теле коллектора серии низкопроницаемых зон, выполняющих роль фронтальных экранов

Бурением скважины 345 (с водоносной характеристикой) установлено, что ранее считавшаяся единой северная залежь разделена зоной малопроницаемых пород на две обособленных, названных в данной работе «северо-западной» и «северной». Это подтверждается и низкой фильтрационно-емкостной характеристикой пласта в скважинах 322 и 326. Бурение этих скважин позволило уточнить конфигурацию выявленного экрана.

Приток воды в скважине 156, пробуренной в центре поля нефтеносности промышленных запасов, также свидетельствует о более сложном распределении углеводородов в пределах выявленных залежей. По результатам детальной корреляции пласт был разделен на 3 литологических пачки (далее по тексту – литопачки или пачки): Ю<sub>1</sub><sup>3А</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3Б</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3В</sup> (А, Б и В).

Разделение, как правило, проводилось не по глинистым или карбонатным прослоям, а по резкому изменению коллекторских свойств, которые ухудшаются от пачки А до пачки В. Пачки А и Б представляют собой единое геологическое тело с общим водонефтяным контактом и в большинстве скважин плотный прослой между ними отсутствует.

Таблица 2.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Крапивинского месторождения

Толщина	Наименование	Пласты			
		Зоны пласта Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	Зоны пласта Ю <sub>1</sub> <sup>3А</sup>	Зоны пласта Ю <sub>1</sub> <sup>3Б</sup>	Зоны пласта Ю <sub>1</sub> <sup>3В</sup>
		по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом	по пласту в целом
Общая	Средняя, м	4,5	6	7,55	5,49
Эффективная	Средняя, м	2,6	5,8	6,5	4,74
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,6	5,8	6,83	4,4
Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,867	0,940	0,881	0,9
Коэффициент расчлененности, доли ед.		2,11	1,28	1,22	1,31
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ×10 <sup>-3</sup>		5,85	119,5	15,24	10,15
Пористость, доли ед.		0,14	0,171	0,154	0,150
Нефтенасыщенность, доли ед.		0,55	0,667	0,601	0,536

#### 2.4. Состав и свойства пластовых флюидов

В начале разработки месторождения имелись данные по составу глубинных проб нефти из 6 скв. Из них 4 скв. находятся в пределах участка А, по одной скважине на участках В и I, а участок Б вообще не охарактеризован глубинными пробами. По этим 6 скважинам имеются

результаты анализов 16 проб нефти. Из них 15 проб отобраны с пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и только одна проба из пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Проведен отбор устьевых проб нефти на семи скважинах. Все скважины размещаются в пределах участка А (шесть скважин.) и В (1 скважина).

Компонентный состав газа представлен только лишь итогами анализов, приобретенных уже после единоразового разгазирования 3-х проб с 2-ух скважин. Наличие значительного кол-ва азота, окиси углерода и водорода в данных пробах появляется сомнение их качества.

Анализ существующего использованного материала демонстрирует, то что все без исключения нефти имеют невысокое газо-содержание и, таким образом, невысоким давлением насыщения и объемным коэффициентом. Газо-насыщенность нефти участков А и В изменяется в одних и тех же пределах (18-39 м<sup>3</sup>/т). Нефть на участке Г имеет ненормально невысоким для нефти пласта Ю<sub>1</sub> газо-содержанием (10 - 12 м<sup>3</sup>/т), но, эти данные получены лишь только на основе анализов параллельных проб с одной и той же скважины. Следовательно, для того чтобы совершить решительный заключение о газо-содержании нефти в данном участке, следует отобрать и рассмотреть забойные пробы с других скважин.

Плотность устьевых проб нефти изменяется в диапазоне довольно широко. При этом прослеживается хорошее соответствие между анализами забойных и устьевых проб. Поэтому нефти участка А несущественно тяжелее нефти участков В и Г. Выход легких фракций в них меньше и во-много раз больше содержания асфальтенов.

Таблица 2.2 - Характеристика нефти

№№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1.	Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>	771 - 805
2.	Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м <sup>3</sup>	849 - 852
3.	Вязкость пластовой нефти	мПа·с	1,159 - 2,01

4.	Вязкость нефти в стандартных условиях		
	при 20 °С	мПа·с	7,07 - 9,59
	при 50 °С	мПа·с	3,32 - 4,3
5.	Массовое содержание (среднее значение):		
	серы	% массов	0,54 - 0,818
	смола силикагелевых	% массов	5,3 - 7,76
	асфальтенов	% массов	1,81 - 4,5
	парафинов	% массов	1,82 - 4,1
6.	Температура плавления парафина	°С	47,4 - 54
7.	Выход фракций		
	100 °С	% об.	7
	150 °С	% об.	13 - 19
	250 °С	% об.	22 - 38
	300 °С	% об.	38,9 - 53
8.	Газовый фактор (среднее значение)	м <sup>3</sup> /т	26 - 37,2
9.	Температура застывания	°С	- 11
10.	Обводнённость	%	7 - 60
11.	Содержание мех. примесей	мг/дм <sup>3</sup>	185 - 300

Наблюдается довольно отчетливая связь между содержанием асфальтенов и глубиной. Пользуясь этой зависимостью, можно прогнозировать качество нефти запасов категории С<sub>2</sub>. Характеристика нефти представлена в таблице 2.2., а компонентный состав газа в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - 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	1,44 - 2,35	0,12	0,33 - 0,55
N <sub>2</sub> + редкие	3,19 - 3,89	-	0,51 - 0,89
CH <sub>4</sub>	3,37 - 56,7	0,08 - 0,12	7,35 - 16,23
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,74 - 15,46	0,4 - 0,6	1,85 - 2,54
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	8,84 - 17,23	2,035 - 3,89	4,41 - 5,62
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,08 - 3,78	1,11 - 1,77	1,44 - 4,49
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,03 - 6,6	3,08 - 3,9	1,74 - 3,83
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,48 - 1,86	1,33 - 2,69	1,23 - 3,13
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,38 - 1,65	1,44 - 3,66	1,315,98
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + остаток	0,51 - 0,86	84,43 - 87,96	66,01 - 76,89
Плотность, кг/нм <sup>3</sup>	0,97 - 1,112	849,2 - 849,1	773,8 - 805

Пластовая вода горизонта Ю<sub>1</sub> Крапивинского месторождения охарактеризована 20 поверхностными пробами из 13 скважин и тремя глубинными пробами из одной скважины.

Минерализация воды изменяется от 26,4 до 35,15 г/дм<sup>3</sup> и составляет в среднем 31,6 г/дм<sup>3</sup>. По составу вода типична для верхнеюрского горизонта. Тип воды по В.А Сулину –хлор-кальциевый. Состав и свойства воды приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Состав и свойства пластовой воды Крапивинского месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон изменения	Рекомендуемое значение
	Скважин	проб		
Плотность, г/см <sup>3</sup>	13	19	1,018-1,024	1,021
Водородный показатель, рН	13	19	6,4-7,8	7,1
Содержание ионов, мг/дм <sup>3</sup>				
СГ	13	19	15443-20945	18770
НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup>	13	19	775-1427	1120
СО <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	13	19		<3
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	13	19	9910-12562	11400
Ca <sup>2+</sup>	13	19	896-380	528
Mg <sup>2+</sup>	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 <sup>3</sup>	13	19	26,4-35,16	31,6
Тип воды			Хлор-кальциевый	Хлор-кальциевый

## 2.5. Запасы нефти и растворенного газа

Согласно «Классификации запасов нефти и горючих газов» Крапивинское месторождение относится к категории средних, по сложности геологического строения – к группе очень сложных. Впервые оперативная оценка запасов была выполнена в 1984 г ПГО «Томскнефтегазгеология». В последующие годы по результатам поисково-разведочных работ приросты запасов осуществлялись практически ежегодно.[2]

В 2001 г. по результатам пробной эксплуатации месторождения запасы были представлены на рассмотрение в ГКЗ, утверждены (протокол заседания комиссии № 642 от 13.05.01). (Рис.2.4.) На утвержденных запасах была составлена Технологическая схема разработки месторождения. За период, прошедший после утверждения Технологической схемы, на месторождении пробурено еще 104 скважины.

В связи с бурением новых скважин в последующие годы на Томской территории месторождения осуществлялись приросты запасов по обоим пластам.

С учетом новых скважин и новой сейсмоосновы, были построены геологические модели залежей и подсчитаны запасы. Величины начальных геологических запасов по пластам приведены ниже. В целом по месторождению начальные балансовые запасы нефти по категориям В+С<sub>1</sub> увеличились на 24,2%, категории С<sub>2</sub> уменьшились на 21,2%, что говорит о том, что, в основном прирост запасов осуществлялся за счет перевода запасов в промышленную категорию. Запасы по месторождению увеличились в целом на 0,8%. Утвержденные запасы (на 1.01.2013г.): Геологические по категории В+С<sub>1</sub> Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> 30727 тыс.т. Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 124138 тыс.т по категории С<sub>2</sub> Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> 3323 тыс.т. Начальные извлекаемые по категории В+С<sub>1</sub> 8434 тыс.т. Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 48312 тыс.т. По категории С<sub>2</sub> Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> 857 тыс.т. Остаточные извлекаемые по категории В+С<sub>1</sub> Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> 8282 тыс.т. Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> 32741 тыс.т. по категории С<sub>2</sub> Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> 857 тыс.т.

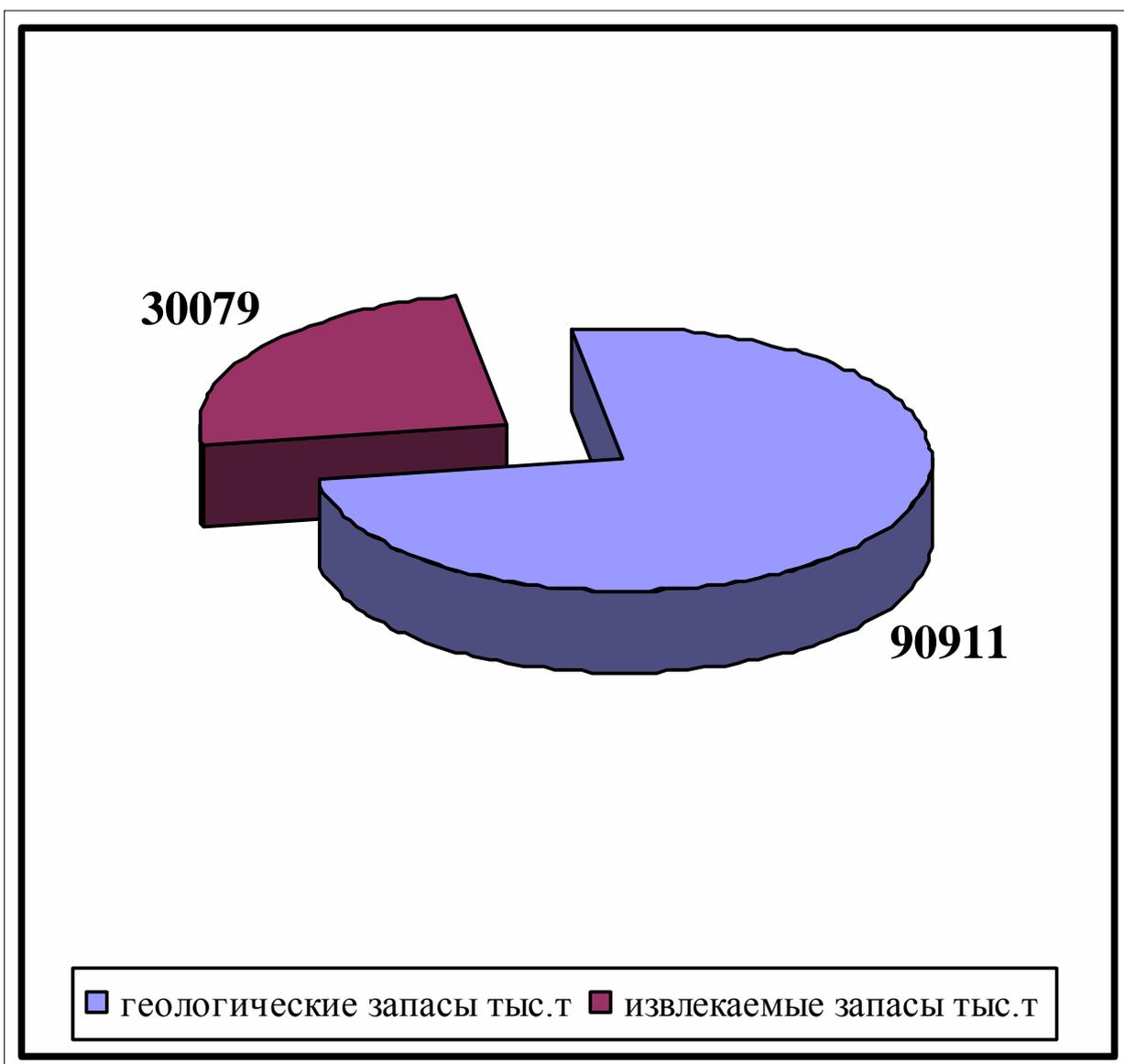


Рисунок 2.4 - Запасы нефти по Крапивинскому месторождению по подсчетам на май месяц 2001г.

Высокая неоднородность коллектора по напластованию и простиранию привела к неравномерной выработке запасов; слабо вовлечен в разработку низкопродуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, для решения этой проблемы необходимо совершенствовать дизайн ГРП. Несвоевременное формирование системы ППД привело к преждевременному обводнению продукции и образованию закупоренных целиков нефти.

### 3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

#### 3.1. Анализ структуры фонда скважин

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 - 2012г

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 3.1, Рис.3.1).

Таблица 3.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено	405
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	405
	В том числе:	
	Действующие	270
	из них фонтанные	-
	ЭЦН	270
	ШГН	-
	Бездействующие	22
	В освоении после бурения	50
	В консервации	15
	Пьезометрические	8
	Переведены под закачку	12
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	5
	Ликвидированные	4
	Пробурено	55
Возвращено с других горизонтов	-	
Фонд нагнетательных скважин	Переведены из добывающих	13
	Всего	130
	В том числе:	
	Под закачкой	129
	Бездействующие	2
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	-
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
Ликвидированные	-	

Основной эксплуатационный и ППД фонд Крапивинского месторождения представлен наклонно-направленными скважинами. Скважины оборудованы эксплуатационными колоннами диаметром – 146 мм, за исключением скв. №389 (4 куст), где используется 168 мм колонна. Интервалы перфораций колеблются от 2698 до 3529 метров. Пластовое давление варьируется от 104 до 272 атмосфер. Динамический уровень жидкости от 1173м до 3058м.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин по состоянию на 1.01.2013г. насчитывает 270 ед., из них: бездействующих - 22 ед., нагнетательных – 130 ед., из них 2 бездействующая.

Действующий фонд добывающих скважин по состоянию на 01.01.2013г. насчитывает 245 ед. Действующий фонд нагнетательных скважин – 129 ед.

Из 270 скважин Томской области, числящихся на 01.01.2013г. в добывающем фонде, 35 скважины являются разведочными, за период с 2011 г. по 2013 г. пробурено 186 скважин которые планировались к бурению как проектные добывающие и 43 скважины - как проектные нагнетательные, т.е. находятся в отработке на нефть. Общий фонд нагнетательных скважин (129 ед.) состоит из 3 разведочных, 21 проектных нагнетательных и 7 проектных добывающих скважин, из которых пять были переведены под закачку после эксплуатации на нефть.

### **3.2. Характеристика работы добывающих скважин**

Необходимо отметить, что все эксплуатационные скважины с 2001 г. переведены на механизированный способ добычи нефти посредством ЭЦН. Это решение является обоснованным, с учетом имеющейся информации о свойствах пластовой продукции. Залегающая нефть Крапивинского месторождения обладает свойствами позволяющими проводить высокоэффективную механизированную добычу с использованием УЭЦН -

низкое давление насыщения и газовый фактор, а так же связанный с этим небольшой перепад плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях, что гарантированно исключает образование газового замка на приеме ЭЦН. К возможным осложняющим факторам на Крапивинском месторождении относятся, прежде всего, влияние пластовой температуры  $t$  91-100<sup>0</sup> С и вынос мех.примесей из призабойной зоны пласта.

Все добывающие скважины месторождения на 01.01.2013г. работают с использованием ЭЦН, RED . Среднесуточные дебиты по нефти и жидкости в скважинах оборудованных RED более, чем в 3 раза превышают аналогичные показатели с ЭЦН. В среднем дебит по нефти – ЭЦН 71,4тн., средний дебит по жидкости 103м<sup>3</sup>, обводнённость 27%. Средний дебит REDA 26,5 тн., средний дебит по жидкости 201м<sup>3</sup>., обводнённость 74%.

В настоящее время парк ЭЦН на месторождении представлен насосами Российского («Алнас», «Борец», «Лемаз») и иностранного производства («REDA», «Centrilift»). [4]. В зависимости от текущих параметров работы, погружного оборудования УЭЦН, осуществляются программы оптимизации и интенсификации добычи нефти. При наличии частотно-регулируемого оборудования на станции управления, поставленные задачи решаются изменением частоты питающего напряжения в большую или меньшую сторону при эксплуатации УЭЦН. Глубины спуска, по мере НКТ, колеблются от 1622 м. до 3121 м, подачи от 45 м<sup>3</sup>/сут до 700 м<sup>3</sup>/сут. Распределение действующего фонда ЭЦН изображено на рисунке 3.1.[3]

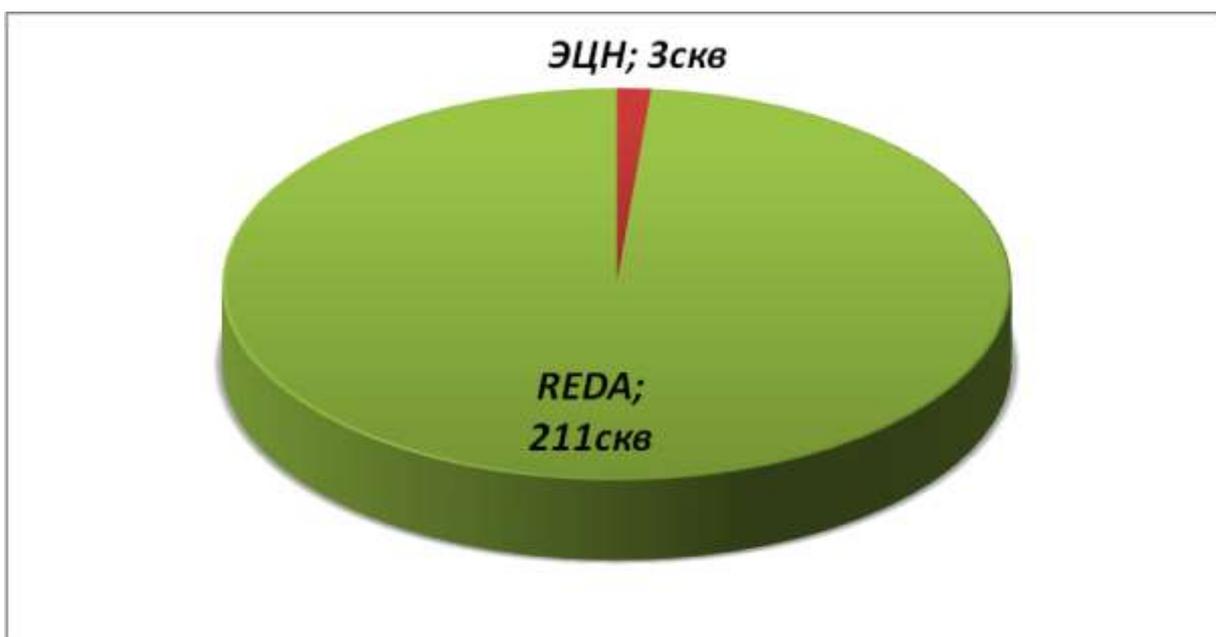


Рисунок 3.1 - Фонд ЭЦН Крапивинского месторождения на 01.12.2012 г.

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

Дебиты по добычи нефти по Крапивинскому нефтяному месторождению начинают понижаться в 2005г. (таблица 3.1.). Снижение обусловлено вводом в разработку и эксплуатацию Южной часть залежи месторождения (Омская часть), где дебиты нефти ниже средних по месторождению до 2005года, а также 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 2010 году обводненность достигла 81,2%.

Таблица 3.1 - 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

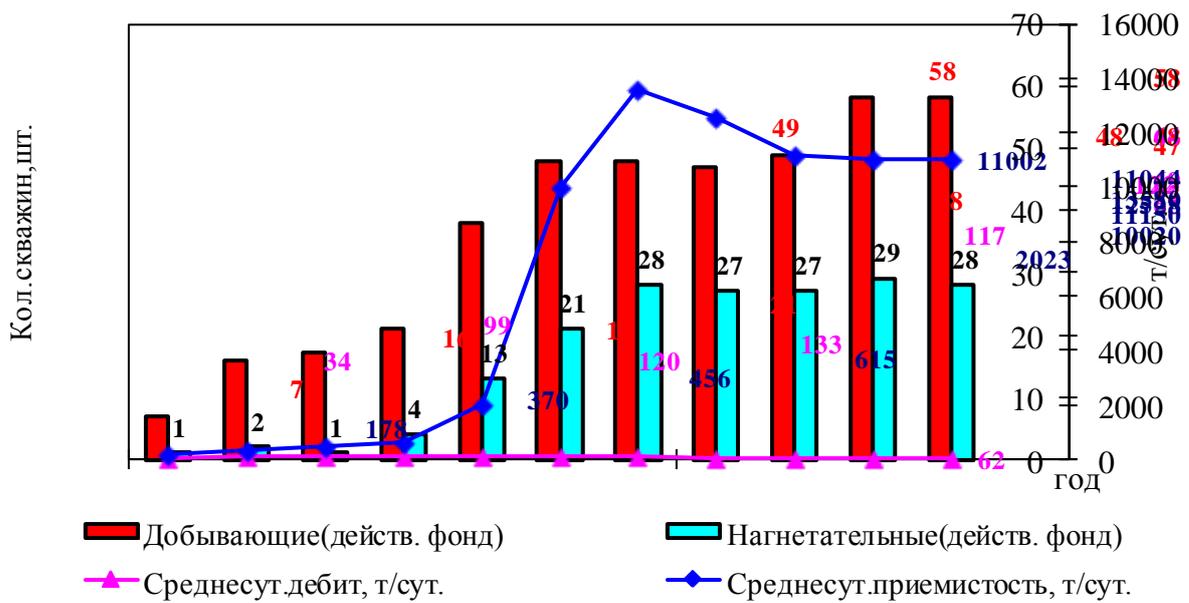


График 3.1 - Динамика изменения эксплуатационного и ППД фонда скважин

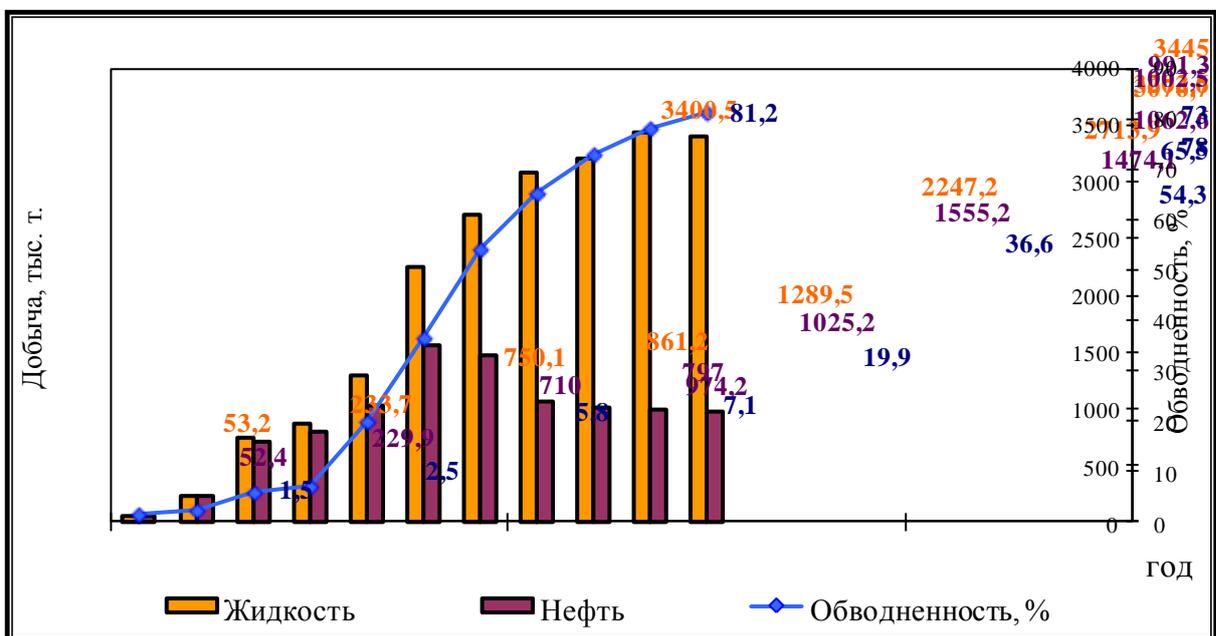


График 3.2 - Динамика изменения добычи жидкости и нефти

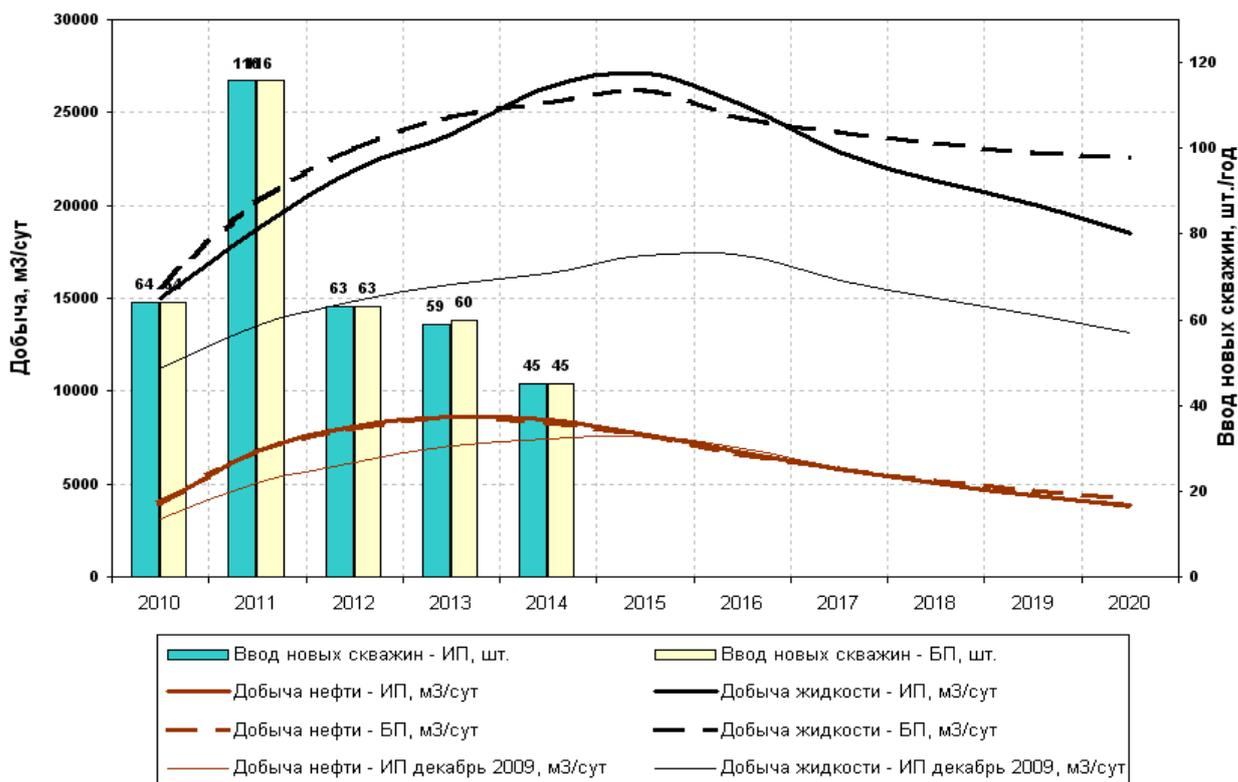


График 3.3 - Данные по добычи жидкости и нефти, и вводе новых скважин Крапивинского месторождения

### 3.3. Характеристика работы нагнетательных скважин

На 01.01.2013г. действующий фонд нагнетательных скважин Крапивинского нефтяного месторождения 129 ед., на текущий момент времени активно формируется площадная система разработки, при этом в большей мере, оказываются включенными в работу приконтурные скважины. В качестве рабочего агента для закачки используется пресная вода, вода сеноманского горизонта и подтоварная вода. Динамика закачки воды и компенсация добычи жидкости представлена:

Таблица 3.2 - 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

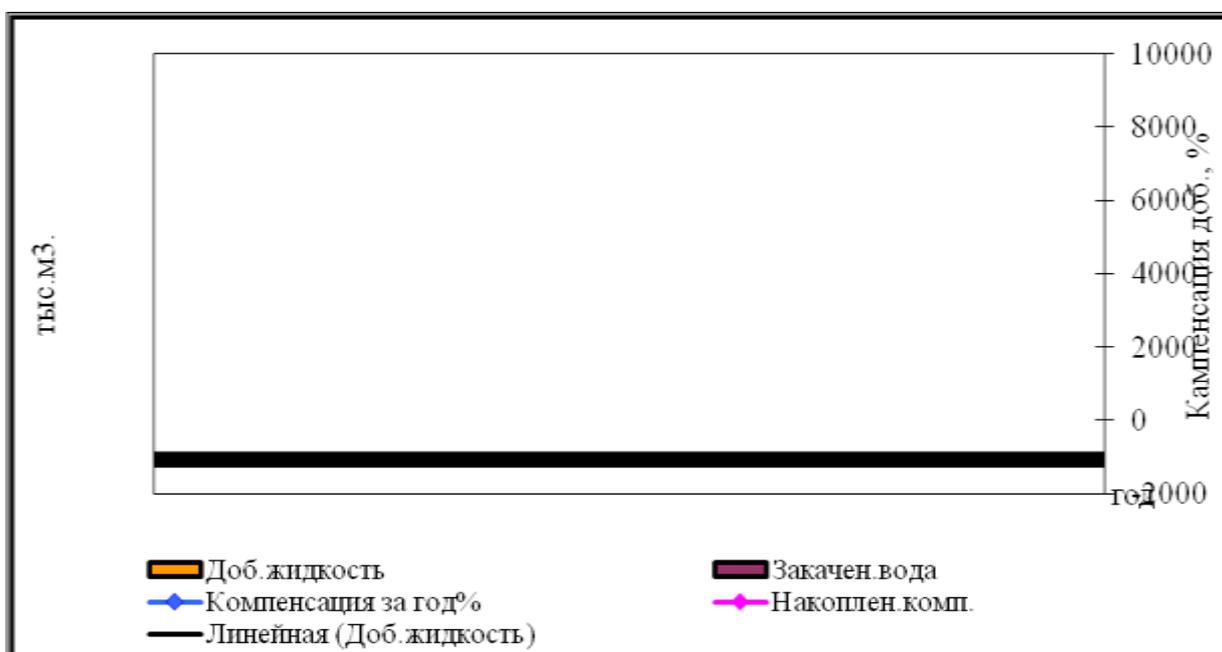


График 3.4 - Динамика компенсации жидкости фондом скважин ППД

Необходимо отметить, что вводимая в эксплуатацию в 2001 г. система ППД представлена всего двумя (по проекту тремя) нагнетательными скважинами, не обеспечивающей текущей, возросшей компенсация отбора жидкости. Пробуренные скважины 208 р (нагнетательная по проекту) и скважина 307 в настоящее время находятся в отработке на нефть. Скважина 36 (по проекту добывающая), оказалась за контуром нефтеносности пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, расположена севернее в 500 м. разведочной скважины 201. В качестве

второй нагнетательной использовалась, после кратковременной отработки на нефть (12.6 тыс.т), скважина 190 р переведена под нагнетание в октябре 1999 г., для закачки использовалась вода из водозаборной скважины 502. В целом по месторождению на 01.12.2001 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).

В 2002 году началось интенсивное бурение и ввод новых скважин как добывающего, так и нагнетательного фонда (График 3.3). Характерной особенностью разработки на начальной стадии эксплуатации месторождения являлись высокие темпы отбора, в результате массового проведения ГРП (График 3.4.), для поддержания которых требовались соответствующие мероприятия по обеспечению компенсации отборов закачкой. После увеличения объема закачки сеноманной воды в 2003 г. произошло обводнение скважинной продукции до 19,9%, после чего в 2004 г. обводненность стабилизировалась.

Дальнейший рост обводненности произошел в связи с вводом в эксплуатацию в 2005 - 2008 годах ряда нагнетательных скважин. Проектная приёмистость нагнетательных скважин позволила обеспечить годовую компенсацию значительно выше фактических показателей отбора жидкости (таблица 3.2, график 3.5.), соответственно обводнённость добываемой продукции в конце 2009 года значительно превысила плановые показатели. Высокая неоднородность коллектора по напластованию и простираню привела к неравномерной выработке запасов. Слабо вовлечен в разработку низкопродуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, для решения этой проблемы необходимо совершенствовать дизайн ГРП и проведения ОНР по разработке пласта горизонтальными скважинами.

Вывод: несвоевременное формирование системы ППД привело к преждевременному обводнению продукции и образованию закупоренных целиков нефти.

## 4. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНАМ, И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА КРАПИВИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 4.1. Принцип проведения кислотной обработки

По общему количеству *ОПЗ* с применением промышленной химии первое место занимают различные кислотные обработки. Основные причины выбора кислотной обработки в сравнении с гидравлическим разрывом пласта являются, геологические и технологические.

Геологическая составляющая это, малая мощность глинистых прослоев разобщающих пласты; Наличие близкорасположенного водоносного пласта или наличие *ВНК* в скважине; Наличие близкорасположенного газоносного пласта или наличие *ГНК* в скважине; Наличие в продуктивном пласте глинистых пропластков; Высокая проницаемость породы; Слабосцементированные породы; Незначительная глубина загрязненной зоны; Наличие хорошо развитых трещин в пласте.

Технологическая составляющая это, отсутствие необходимого технологического оборудования соответствующего качества; Плохая цементная изоляция; Сложности с освоением скважины после *ГРП*; Простота проведения кислотной обработки.

Таблица 4.1 - Способность кислот растворять минералы.

<i>Минерал</i>	<i>Общая формула</i>	<i>Растворимость в</i>	
		<i>Соляная кислота</i>	<i>Грязевая кислота</i>
<i>Силикаты</i>			
Кварц	<i>SiO</i>	нет	низкая

Шерт/Флинт	$SiO_2$	нет	низкая
<b>Полевые шпаты</b>			
Ортоклаз	$KAlSiO$	низкая	высокая
Микро	$KAlSi_3O_8$	низкая	высокая
Плагиоказ	$NaAlSi_3O_8, CaAl_3SiO_8$	низкая	высокая
<b>Слюды</b>			
Биотит	$H_2K(Mg, Fe)_3(Al, Fe)(SiO_4)_3$	низкая	умеренная
Мусковит	$H_2KAl_3(SiO_4)_3$	низкая	умеренная
<b>Глины</b>			
Смектит	$Na(Al_5Mg)_3Si_4O_{10}(OH)_2$	низкая	высокая
Каолинит	$Al_2(Si_2O_5)(OH)_4$	низкая	высокая
Иллит	$Si_4AlO_{10}(OH)_2$	низкая	высокая
Хлорит	$(Mg, Fe, Al)_6(Si, Al)_4O_{10}(OH)_4$	умеренная	высокая
Смесь	Каолинит, иллит или хлорит с смектитом	умеренная	высокая
<b>Карбонаты</b>			
Кальцит	$CaCO_3$	высокая	высокая, но $^+CaF_2 \downarrow$
Доломит	$Ca, Mg(CO_3)_2$	высокая	высокая, но $^+CaF_2 \downarrow$
Сидерит	$FeCO_3$	высокая	высокая, но с $Fe^{3+}$
Анкерит	$Ca, Mg, Fe(CO_3)_2$	высокая	высокая, но $^+CaF_2 \downarrow$
<b>Сульфаты</b>			
Ангедрит	$CaSO_4$	умеренная	высокая

Гипс	$CaSO_4 \cdot H_2O$	умеренная	высокая
Другие (Пирит)	окись железа или сульфиды железа в различных формах	низкая до умеренного	низкая до умеренного
Галит	$NaCl$	высокая	высокая

## 4.2. Сущность гидроразрыва пласта

Гидравлический разрыв пласта впервые был применен в 1948 году. В настоящее время эта технология считается наиболее популярным методом интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых слабодренлируемых пластов нефтяных месторождений. Во многих регионах это единственная технология существенно увеличить добычу и сделать скважины рентабельными. Применение ГРП на объектах Западной Сибири показало высокую эффективность метода на низкопроницаемых и заглинизированных пластах, разработка которых другими способами затруднена.

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.

## 4.3. Технология проведения ГРП

1. Геологической службой управления составляется информация установленной формы для расчета гидроразрыва пласта.
2. Составляется программа проведения гидроразрыва по результатам расчета на ЭВМ.
3. На территории скважины подготавливается площадка для размещения оборудования и агрегатов по ГРП.
4. Устанавливается специальное устьевое оборудование на скважине.
5. Мастер КРС передает скважину ответственному по ГРП, соответственно акта для проведения ГРП установленной формы.
6. Размещение агрегата и оборудования производится инженером ГРП, согласно приложенной схеме.
7. Проводится испытание на герметичность устьевого оборудования, манифольдов и соединений нагнетательных линий от агрегатов к скважине под давлением 700 атм. в течении 10 мин.
8. При установлении герметичности соединений в скважину подается чистая загеленная жидкость разрыва для осуществления ГРП. Свидетельством достижения разрыва является увеличение приемистости скважины по диаграмме на компьютере.

9. После достижения разрыва в скважину, согласно программе, нагнетается от 10 до 40 м<sup>3</sup> чистой загеленной жидкости разрыва.

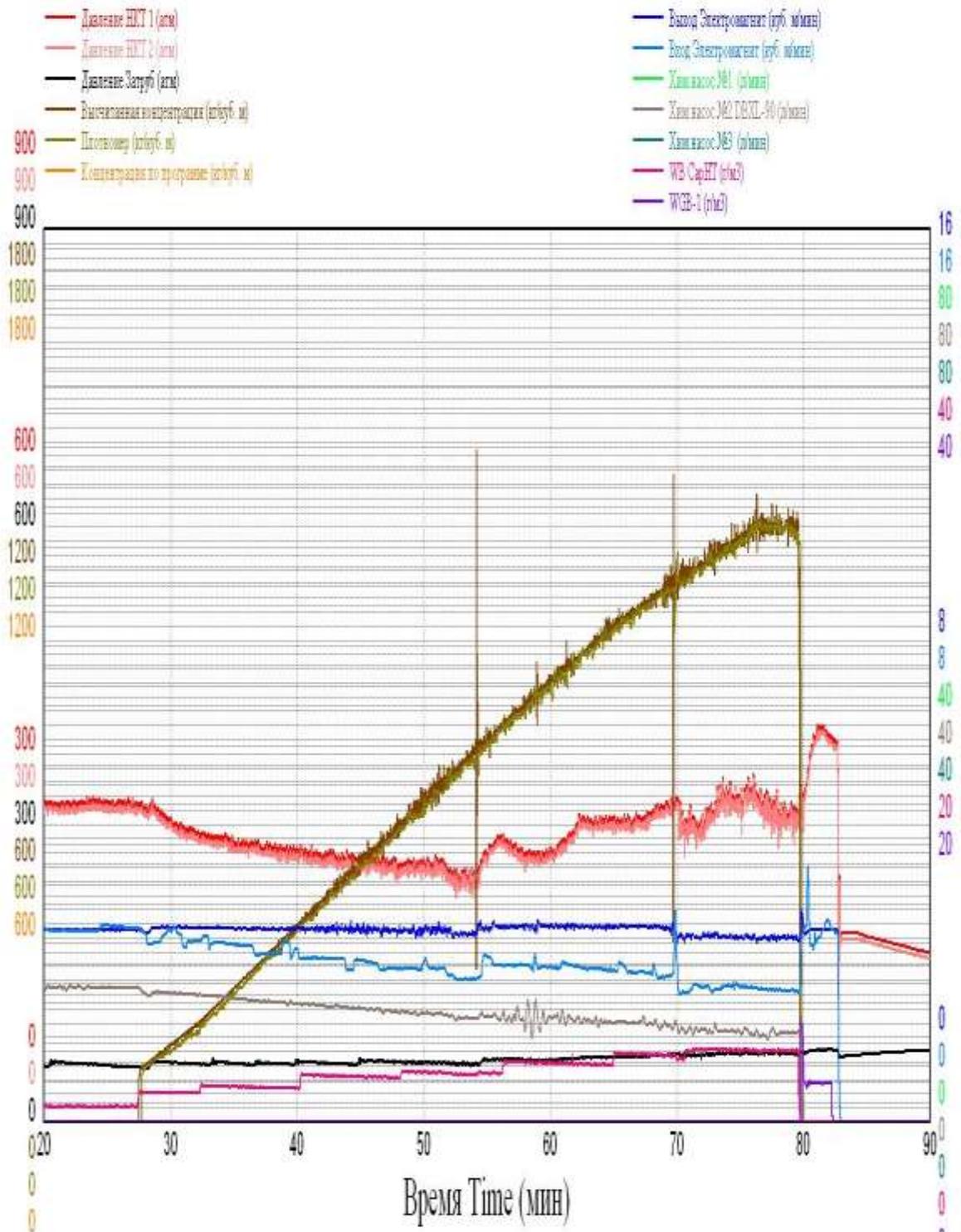


График 4.1 - Изменение параметров при ГРП на скважине 601, 15 куста

10. За жидкостью разрыва производится закачка загеленной жидкости с подачей расчетной дозы пропанта от 100 - 1000 кг/м<sup>3</sup> до определенной стадии объема закачки по намеченной программе при давлениях до 450 атм. Для закрепления трещин закачивается 3-8 т. пропанта.

11. Непосредственно за смесью пропанта и жидкости закачивается жидкость продавки в объеме до кровли пласта. Управление процессом ГРП осуществляется с пульта управления и по радиосвязи.

12. Темп нагнетания жидкости выдерживается расчетный, в пределах 4-8 м<sup>3</sup>/мин. в зависимости от геолого-промысловых данных пласта.

13. Скважина оставляется на распад геля, на 24 часа под остаточным давлением, с регистрацией изменения давления в виде графика на ЭВМ.

14. В процессе гидроразрыва ведется непрерывная регистрация следующих параметров: давления нагнетания, темпа закачки, затрубного давления, количества пропанта, плотности жидкости, количества химреагентов. Регистрация параметров ведется одновременно в виде графика на экране ЭВМ, записи в памяти ЭВМ, записи на дискету, распечатки на принтере и записи в таблицу данных. Выдача документации по гидроразрыву с ЭВМ производится в форме: сводки ГРП, графиков изменения параметров в процессе ГРП, графика изменения остаточного давления после ГРП.

#### **4.4. 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 мкм<sup>2</sup>; скважина - с большим радиусом загрязнения (скин-эффект более 5); длина трещины - более 50м. На объектах с проницаемостью менее 0,03 мкм<sup>2</sup> 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).

ГРП пласта делается при давлениях, достигающих до 70—100 МПа, и зачастую превышающих допустимые давления для эксплуатационных колонн. Чтобы защитить обсадные колонны от высокого давления, на насосно-компрессорных трубах (НКТ) опускают в скважину якорный пакер, который устанавливают над кровлей обрабатываемого пласта. Эластично-гибкий элемент пакера (манжета) в следствии сжатия под весом НКТ герметизирует кольцевое пространство между НКТ и эксплуатационной колонной. Данное действие достигается опорой пакера на забой с помощью перфорированного хвостовика (пакер с опорой на забой типа ПМ, ОПМ). Во втором варианте в качестве опоры пакера на эксплуатационную колонну используют пакер с плашками, которые расклиниваются, когда поворачивают НКТ, раздвигаются (расклиниваются) и цепляются во внутренней поверхности эксплуатационной колонны (пакеры с плашками без опоры на забой типа ПШ, ПС, ПГ). Якорь предотвращает сдвиг пакера под воздействием перепада давления сверху и снизу пакера. В результате внутреннего избыточного давления плашки якоря раздвигаются (расклиниваются) и цепляются на внутренней поверхности эксплуатационной колонны. Якоря и пакеры рассчитаны на давление 30—50 МПа и обладают проходным сечением 35 — 75 миллиметров в зависимости от их типа и внутр. диаметра эксплуатационной колонны. Перед спуском пакера необходимо провести шаблонирование ствола скважины, для того чтобы исключить вероятного заклинивания пакера и уничтожения (разрушения) его эластично-гибкого элемента в ходе спуска в скважину.

Рабочие флюиды при гидроразрыве пласта, применяют на углеводородной либо на аква основании. Они обязаны никак не уменьшать фильтрационные свойства пласта, никак не активизировать увеличение глинистого цемента пород, не формировать осадки с флюидами и в таком случае должны быть дешевыми и доступными. Помимо того, смесь

(жидкость) разрыва, и жидкость-обладатель обязаны плохо фильтроваться через образованные трещины на поверхности, а жидкость-обладатель кроме того владеть оптимальной несущей либо удерживающей способностью по отношению к частицам расклинивающего материала. Это доходит повышением вязкости либо приданием флюидам структурированных свойств. При высоких Фильтрационных емкостных свойствах, из-за рассеивания в размере пласта, жидкость гидроразрыва не вызывает разрыв пласта либо формирования трещин далеко от стены скважин, а жидкость-обладатель никак не гарантирует перенесении элементов расклинивающего материала в трещине.

Прежде применялись тягучие жидкости на углеводородном основании (нефть, смешанная мазутом, битумом, асфальтитом; дизельное горючее) и эмульсии (лиофобные и гидрофильные водо-нефтяные, нефтекислотные, кислотно-керосиновые). Их использование возможно целесообразно при проведении гидроразрыва пласта в продуктивных скважинах. В наше время в основном (приблизительно 90% действий ГРП) применяют жидкость на водном основании (вода, растворы кислотные и полимеров, мицеллярные растворы). Повышенными затратами подобных жидкостей обеспечивается разрыв пласта и возмещается их неудовлетворительная песко-несущая способность. Что бы загустеть воду добавляется ПАА (полиакриламид), ССБ (сульфит-спиртовая барда), КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза). Чтобы предупредить набухание глин (стабилизации глин) используют ПАВ в воде, органические полимеры, хлористый аммоний и так далее. В качестве продавочной жидкости, как правило применяется техническая вода, а иногда нефть.[11]

Теоретические суждения дают возможность рассматривать, то что присутствие закачке фильтрующейся жидкости наиболее возможно формирование горизонтальных трещин, а когда закачивается не фильтрующейся жидкость - вертикальной. В случае, если в пласте ранее существуют трещины, в таком случае вне зависимости от фильтрационной

емкости жидкости, совершается их выявление либо увеличение. Припомним, то что в пласте могут уже иметься, в основном естественные вертикальные или близкие к ним наклонные трещины, о случившемся разрыве пород возможно оценивать согласно внезапному сокращению устьичного давления закачки во-времени при постоянном расходовании жидкости (формирование новейших трещин) либо согласно повышению расхода жидкости разрыва непропорционально росту давления (разрыв существующих трещин). Наиболее объективным моментом разрыва пласта возможно охарактеризовывать внезапным повышением взаимоотношения расхода жидкости гидроразрыва к формируемой репрессии (коэффициент поглотительной способности) либо к устьичному давлению закачки (относительный показатель).

В качестве расклинивающего материала(наполнителем трещин) обычно используют кварцевый песок с частицами диаметром от 0,6 - 1,3 миллиметра. Гранулированный расклинивающий агент обязан обладать значительной крепостью на сжатие и никак не вдавливаясь в плоскость трещины, обладать незначительную насыщенность, шарообразную конфигурацию и однотипный дробный структура.

Для выполнения ГРП глубокозалегающих прочных пород с большой температурой, предложено использовать стеклянные и пластиковые шарики, зерна корунда и агломерированного боксита, перемолотую скорлупу грецкого ореха и другие, знакомы эпизоды реализации ГРП без использования заполнителя, их эффективность разъясняется тем, что из-за растворения стен трещин кислотой (кислотный ГРП), исчезающих дистрикций высоких пород либо помывки трещин с загрязнений, трещины никак не замыкаются целиком. По технологическим схемам проведения различают однократный, направленный (поинтервальный) и многократный ГРП. При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при направленном - лишь выбранный пласт или пропласток (интервал),

имеющий, например, заниженную продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток. Места образования трещин при направленном и многократном гидроразрывах регулируются вводом временно блокирующих материалов (эластичных шариков диаметром 12—18 мм, зернистого нефтерастворимого нафталина и т. п.), применением двух пакеров, засыпкой низа скважин песком, предварительной гидropескоструйной перфорацией и др., однако надежность этих работ очень низкая.

Проектирование технологии ГРП в основном сводится к конкретным условиям выбора технологической схемы процесса, рабочей жидкости и расклинивающего агента. Например, при однократном ГРП, исходя из опыта, принимают 5-10 т песка, при массивной закачке его количество увеличивают до нескольких десятков тонн. Концентрацию песка в носителе устанавливают в зависимости от ее удерживающей способности. При использовании воды она составляет 40—50 кг/м<sup>3</sup>, тогда по количеству и концентрации песка рассчитывают количество жидкости-песконосителя.

ГРП позволяет решать следующие задачи:

- а) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;
- б) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;
- в) интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и др.

Для оценки технологической эффективности в справочной литературе приводятся расчетные формулы. Однако оценка эта недостаточно надежна. Место образовавшейся трещины можно установить путем гамма-каротажа с использованием частиц песка или специальных синтетических шариков, активированных радиоактивными изотопами, а также путем глубинной

дебито- или расходомерии. В результате проведения ГРП продуктивность скважины может увеличиваться в 2—3 раза. [5]

#### **4.5. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта**

На Крапивинском нефтяном месторождении гидроразрыв осуществлялся сервисными компаниями Schlumberger и BJ Services. С января 2001г. по май 2004года проведено 39 операций, из них в 2001 год 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, в 2007году - 5 , в 2008 году - 12 операций, в 2009 году - 3 , в 2010 году - 15 операций, в 2012 году - 22 операции. (График 4.6.)

Максимально высокий результат по дебиту нефти, после ГРП получен в 2003 году из скважины 357, 280,2 т/сут., обводненность составила 27,5%, так как скважина расположена в нефтяной зоне с максимальными нефтенасыщенными толщинами, при низкой обводненности. Наименьший результат получен из скважины 1002, 5,6 т/сут. при обводненности 60, 1%, это связано с тем, что скважина расположена в водонефтяной зоне, где операция по ГРП привела к преждевременной обводненности скважины.

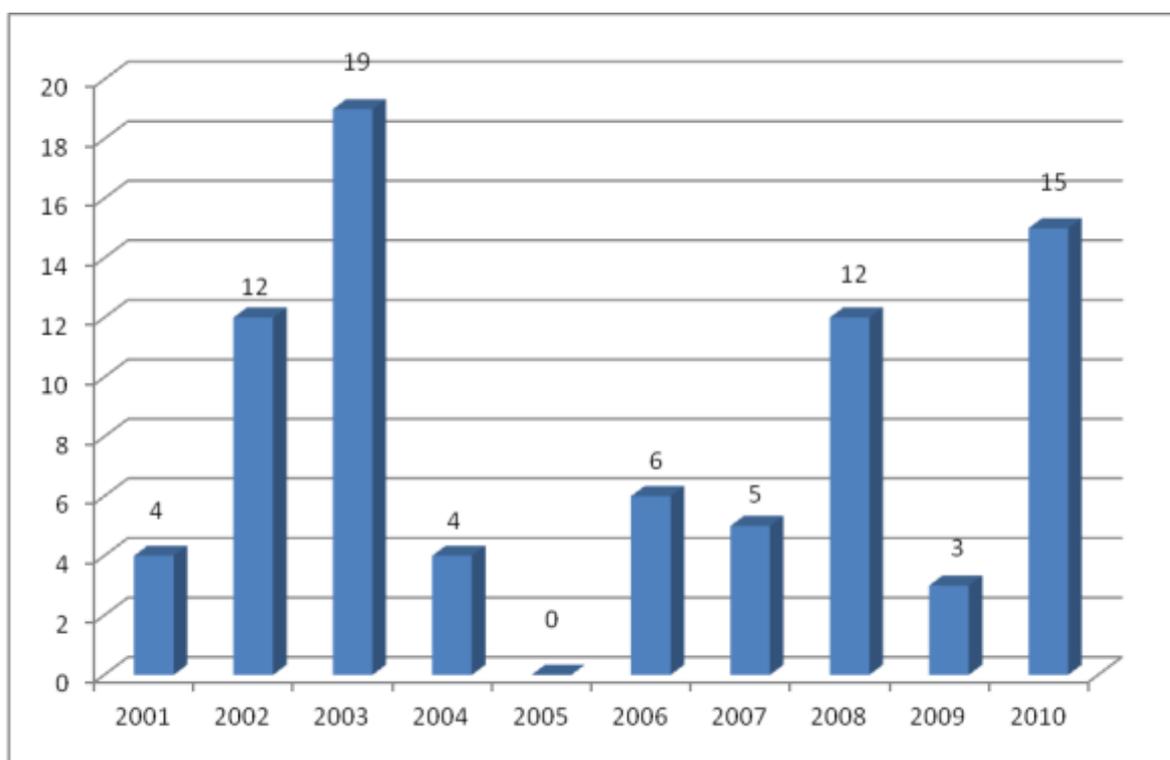


График 4.6 - Динамика проведения ГРП на Крапивинском месторождении

По окончании выполнения работ по ГРП, на добывающих скважинах, средний дебит по добыче нефти в 2001 году составил: 127,3 т/сут., в 2002 году – 92,7 т/сут., в 2003 году – 128,6 т/сут., в 2004 году – 121,4 т/сут., в 2005 году – работы по 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. На двадцати скважинах, средний замеренный начальный дебит по добыче нефти на одну скважину составлял 61 т/сут. до проведения ГРП, по выполнении работ по ГРП составил 104,1 т/сут., получен средний прирост добычи нефти по каждой скважине 53,1 т/сут., кратность добычи увеличилась на 1,3 раза. Обводненность скважин, по завершении операций по ГРП в целом увеличилась незначительно. Средняя обводненность по месторождению на конец 2010 г. составила 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 4.18) Результаты, значительного увеличения дополнительного прироста в 1,9 раза, годовой и накопленной добычи нефти подтверждают о высокой эффективности ГРП, как способа повышения продуктивности добывающих скважин. [4]

Таблица 4.18 - 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

Эффективность этого метода, также рассматривается на графике, где представлен сравнительный анализ среднесуточных дебитов до и после проведения ГРП на примере 15 скважин (график 4.7.).

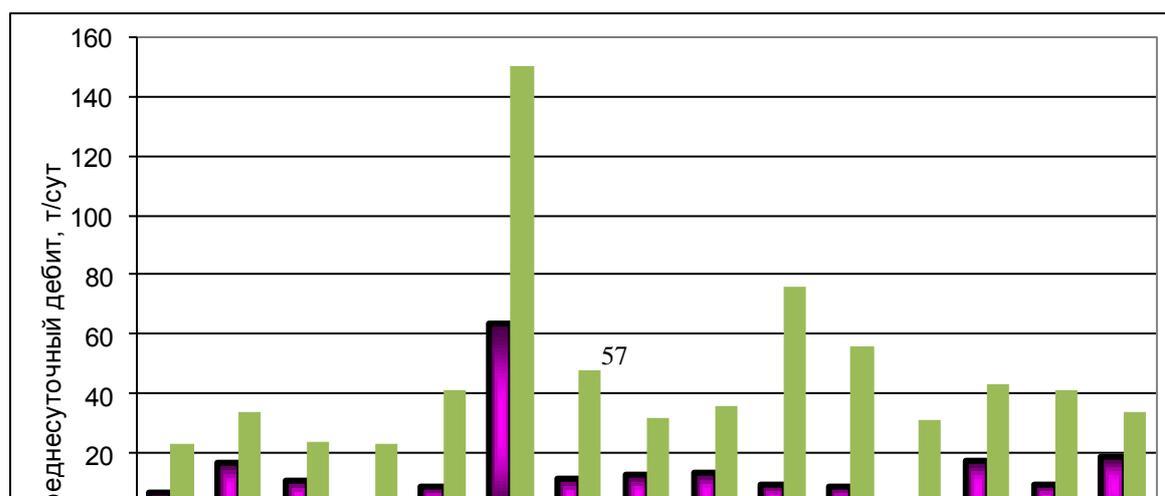


График 4.7 - Анализ эффективности дебитов нефти после проведения ГРП

#### **4.6. Оценка эффективности проведения ГРП за 2010 год**

Несмотря на то, что несвоевременное формирование системы ППД привело к преждевременному обводнению продукции и образованию закупоренных целиков нефти на Крапивинском нефтяном месторождении, применение гидроразрыва пласта является одним из самых перспективных. Он обладает быстрой окупаемостью затрат и высокой прибыльностью при существующих ценах на нефть, при снижении цены возрастают финансовые риски, которые потребуют внедрения новых более удешевленных технологий.

Средний дебит по добыче нефти вырос в 1,9 раз, успешность применения гидроразрыва, экономическая эффективность составила 25%, (положительный результат для Западной Сибири), что не уступает мировому опыту применения гидроразрыва пласта; несмотря на то, что обводнённость возросла до 81,1 %. Самое главное то, что эффект устойчив во времени.

Оценить показатели общей эффективности и успешности проведения ГРП, а так же динамики добычи нефти из скважин подвергнутых ГРП, - изменения дебита нефти до и после ГРП, - среднегодовой прогноз добычи нефти из скважин подвергнутых ГР эффективности ГРП на скважинах за

2010г можно на основании статистических данных (таблица 4.19).

[4]<http://сайтнефтегаза.рф/2011/12/tehnologiya-provedeniya-gidravlicheskogo-razryva/>

Таблица 4.19 - Показатели по скважинам ГРП на Крапивинском месторождении за 2010 год (переходящий фонд)

Показатели по скважинам ГРП на Крапивинском месторождении за 2010 год (переходящий фонд)

ЗС	Удельные показатели по скважинам		Показатели по скважинам							Показатели по скважинам			
	Объем	Теплота	Объем	Средняя температура									
Фонд	1	1 010	122	12,2	8,1	10,0	11,2	7 112,02	81,8%	111,0%	Теплота	0 207	22 4 002,2
Фонд	2	1 010	122	12,2	17,1	11,0	11,2	7 282,82	81,8%	111,0%	Теплота	0 207	111 284,3
Фонд	3	1 010	122	12,2	11,3	10,2	10,2	3 112,12	81,8%	105,0%	Теплота	0 207	107 207,8
Фонд	4	1 010	122	12,2	11,8	11,8	10,2	7 029,12	81,8%	105,0%	Теплота	0 207	108 3 218
Фонд	5	1 010	122	12,2	11,1	11,1	10,2	7 111,11	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	101 2 282,2
Фонд	6	1 010	122	12,2	10,2	10,2	10,2	3 071,08	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	101 3 202,2
Фонд	7	1 010	122	12,2	18,7	10,2	10,2	3 289,11	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	107 1 218
Фонд	8	1 010	122	12,2	11,2	10,2	10,2	3 204,12	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	107 1 202,1
Фонд	9	1 010	122	12,2	17,2	10,2	10,2	1 820,11	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	10 1 212,2
Фонд	10	1 010	122	12,2	8,1	10,2	11,2	7 107,11	81,8%	105,0%	Теплота	0 207	10 1 1 1 2
Фонд	11	1 010	122	12,2	11,2	10,2	10,2	7 111,11	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	10 1 2 2 2
Фонд	12	1 010	122	12,2	11,1	11,1	10,2	3 080,11	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	10 1 2 2 2
Фонд	13	1 010	122	12,2	17,8	10,2	10,2	3 122,11	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	10 1 2 2 2
Фонд	14	1 010	122	12,2	17,8	10,2	10,2	3 082,11	81,8%	104,9%	Теплота	0 207	10 1 2 2 2

Параметры по Обществу для расчета экономической эффективности

Показатель	Ед. изм.	Значение	Получено от продажи	
			млн руб.	%
Пер. затраты на покупку нефти	руб/тн	10,1		
Пер. затраты на доб. и перераб. нефти	руб/тн	35,0		
Пер. затраты на закупку газа	руб/тн	20,0		
Затраты на добычу газа (для ГРП и ФНС)	руб./год	1 700,0		
Планы добычи нефти	%	0,0		
Месторождение	руб/тн	64 35,1		
Итого	руб./тн	200,2		

Показатель	Кол-во	Затраты в
	фонд, тн	год
Пер. затраты на покупку нефти	1 000,0	10 1 07,2
Пер. затраты на доб. и перераб. нефти	7 000,0	2 45 000,0
Пер. затраты на закупку газа	7 000,0	1 400 000,0
Средние затраты на добычу газа	2 224,000	1 711 246,2

Общая доходность от ГРП на месторождении Крапивинском	тн	61 222
---	----	--------

## 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 5.1. Расчета экономической эффективности гидравлического разрыва пласта на Крапивинском месторождении

Таблица 5 - Исходные данные

Месторождение.	Крапивинское
Скважина / куст.	188 / 3
Пласт.	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Дебит жидкости Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут.	12
Дебит нефти Q <sub>н</sub> , т/сут.	7,2
Обводненность % воды	40
Коэффициент эксплуатации.	0,65
Дебит жидкости после ГРП (Q <sub>жГРП</sub> ), м <sup>3</sup> /сут.	50

1. Определяем годовую добычу жидкости до ГРП.

$$Q_{ж1} = Q_{ж} * 30,4 * K_{экспл} * K_{кр}. \quad (5.1.1)$$

где 30,4 – количество дней в месяце;

K<sub>кр</sub> – коэффициент кратности, соответствует коэффициенту увеличения дебита (табличный) = 11,688.

$$Q_{ж1} = 12 * 30,4 * 0,65 * 11,688 = 2\ 856,73 \text{ м}^3$$

2. Находим чистую нефть за год по формуле:

$$Q_{н1} = Q_{ж1} * \%н / 100 \quad (5.1.2)$$

$$Q_{н1} = 2\ 856,73 * 60 / 100 = 1\ 714,04 \text{ т.}$$

3. Находим годовую добычу жидкости после ГРП:

$$Q_{ж2} = Q_{жГРП} * 30,4 * K_{экспл} * K_{кр} \quad (5.1.3)$$

$$Q_{ж2} = 50 * 30,4 * 0,67 * 11,688 = 11\ 903,06 \text{ м}^3$$

4. Находим чистую нефть за год после ГРП:

$$Q_{н2} = Q_{ж2} * \%н / 100 \quad (5.1.4)$$

$$Q_{н2} = 11\,903,06 * 60 / 100 = 7\,141,84 \text{ т.}$$

5. Себестоимость одной тонны нефти до ГРП по калькуляции составляет:

Наименование статей затрат на 1т. нефти.	руб.
Расходы на энергию –	21,6
Расходы по искусственному воздействию на пласт –	50,3
Основная заработная плата рабочих –	1,4
Отчисление на соц. страхование –	5,4
Амортизация скважин –	32,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти –	8,7
Расходы по технологической подготовке нефти –	20,1
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования –	12
Плата за недра –	10,2
Цеховые расходы –	11,3
Общепроизводственные расходы –	20,9
<b>ИТОГО –</b>	<b>194,8</b>
Рентабельность 30% -	58,4
Себестоимость одной тонны нефти –	253,2

Расчет себестоимости одной тонны нефти после ГРП:

$$C_{н2} = Z_{о2} = Z_{ГРП} / Q_{н2}, \quad (5.1.5)$$

где  $Z_{о2}$  – затраты на добычу нефти после ГРП с обычными эксплуатационными затратами;

$Z_{ГРП}$  – затраты на гидравлический разрыв пласта;

$$Z_{о2} = Z_{у.пер.} - Z_{у.пост.} \quad (5.1.6)$$

где  $Z_{у.пост.}$  и  $Z_{у.пер.}$  – условно-постоянные и условно-переменные затраты.

$$Z_{у.пер.} = (Ст.1 + Ст.2 + Ст.5 + Ст.9 + Ст.11) * Q_{н2} \quad (5.1.7)$$

где Ст.1-11 – статьи затрат на одну тонну нефти.

$$Z_{у.пер.} = (21,6 + 50,3 + 32,9 + 20,1 + 10,2 + 20,9) * 7\,141,84 = 1\,114\,127,04$$

$$Z_{y.\text{пост.}} = (C_{T.3} + C_{T.4} + C_{T.6} + C_{T.8} + C_{T.10}) * Q_{H2} \quad (5.1.8)$$

$$Z_{y.\text{пост.}} = (1,4 + 0,5 + 8,7 + 12 + 11,3) * 7\,141,84 = 242\,108,4$$

$$Z_{O2} = 1\,114\,127,04 + 242\,108,4 = 1\,356\,235,4$$

$$C_{H2} = 1\,356\,235,4 + 1\,936\,589 / 7\,141,84 = 217 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект рассчитываем по формуле:

$$Э_{Г} = (C_{H1} - C_{H2}) * Q_{H2} \quad (5.1.9)$$

$$Э_{Г} = (253,2 - 217) * 7\,141,84 = 258\,534,60.$$

Прирост прибыли находим по формуле:

$$П = (Ц - C_{H1}) * Q_{H2} - (Ц - C_{H1}) * Q_{H1} \quad (5.1.10)$$

где Ц – цена тонны нефти 1 290,4 руб. (взята в отделе реализации нефти).

$$П = (1\,290,4 - 253,2) * 7\,141,84 - (1\,290,4 - 253,2) * 1\,714,04$$

$$П = 265\,676,4 + 63\,762,3 = 201\,914 \text{ руб. } 10 \text{ коп.}$$

Затраты на один рубль товарной продукции:

до ГРП

$$Z_1 = C_{H} * Q_{H1} / Ц_1 * Q_{H1} \quad (5.1.11)$$

$$Z_1 = 1\,714,04 * 253,2 / 1\,290,4 * 1\,714,04 = 0,872 \text{ руб./руб.}$$

после ГРП

$$Z_2 = Z_{O2} + Z_{ГРП} / Ц * Q_{H2} \quad (5.1.12)$$

$$Z_2 = 1\,549\,894,2 / 2\,073\,990,3 = 0,747 \text{ руб./руб.}$$

## 5.2. Расшифровка затрат по калькуляции на одно ГРП

### 1.Переезд

Таблица 5.1 - Транспортные расходы

п/п	Техника	Кол-во ед.	Кол-во час.	Стоим. 1 час руб.	Сумма тыс. руб.
1	Насос-Кенворт	4	4,9	698 833	922,6
2	Блендер	1	4,4	578 160	761,7
3	Манифольд	1	3,7	510 790	672,6

4	Компьютер	1	3,1	336 823	671,3
5	Песковоз	1	3,4	234 229	455,2
6	Вакуум	1	2,3	162 238	207,6
7	К – 40	1	2,9	146 295	199,7
8	Т – 815 пож.	1	2,8	234 229	303,7
9	ЦА – 320	1	2,8	180 409	229,9
10	Скорая помощь	1		199 872	203,1
11	Хайлакс	1	6,7	118 991	337,8
12	АДП	1	2,9	181 018	230,7
13	Химмашина	1	2,1	134 618	170,8
ИТОГО:				5 367,3	

Справочное:

Расстояние база – скважина – база км 30

Время в пути час 1,3

Средняя технич. скорость км/час 27

Таблица 5.2 - Амортизация комплекта

п/п	Техника	Кол-во	Баланс.стоим. 1 един. (руб)	Норма аморт.	Сумма аморт. т. руб.
1	Насос–Кенворт	4	4 642,1	17,6	3 890,5
2	Блендер–Кенворт	1	3 268	17,6	684,7
3	Манифольд- Кенворт	1	2 833,5	17,6	593,6
4	Компьютер- Кенворт	1	2 789,1	14,3	474,8
5	Песковоз	1	2 224,3	14,3	378,6
ИТОГО:		8	29 884 614 145		6 022,4

Таблица 5.3 - Затраты ГСМ на работу комплекта.

п/п	ГСМ	Един. изм.	Кол-во	Цена руб.	Сумма тыс. руб.
1	Диз. топливо	кг	2 974	1,8	5 519
2	Смазочные мат.	кг	131,2	7,1	943,5
ИТОГО:			6 462,5		

Таблица 5.4 - Работа спецтехники.

п/п	Техника	Кол-во	Срок экспл. час.	Ст-ть 1 часа руб.	Сумма тыс. руб.
1	Химмашина	1	9	81,8	737
2	Вакуум	1	9	116,5	1 049,2
3	К – 40	1	9	85,5	769,9
4	Т – 815 пож.	1	9	167,6	1 508,5
5	ЦА – 320	1	9	132,6	1 193,8
6	АДП	1	9	151	1 208,7
ИТОГО:			5 730,2		

Таблица 5.5 - Транспортные расходы на завоз и затарку емкостей

п/п	Техника	Ст-ть км, руб.	Срок экспл. час.	Ст-ть 1 часа руб.	Сумма тыс. руб.
1	К – 700	4,3	236 км / 8,8 час	109,1	3 955,2
2	АЦН – 12	2,7	278 км / 21 час	98	2 832,3
ИТОГО:			6 787,5		

2. Заработная плата рабочих.

Средняя заработная плата - 3 000 рублей

Численность - 14 человек

3. Налоги - 1 215 рублей

4. Расходы химреагентов.

Таблица 5.6 - Нефтяной гель

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена руб.	Стоимость тыс.руб.
1	HGA – 37	л	800	30 914	24 731,2
2	HGA – 48	л	680	31 552	21 455,3
3	PH – Breaker	кг	120	30 740	3 688,8
4	FL – 100	кг	120	11 716	1 405,9
5	Проппант	тн	4	6 148 000	49 184
ИТОГО:		100 465			

Таблица 5.7 - Затраты на прочее оборудование

п/п	Наименование	Срок экспл. час	Стоимость руб.	Норма амортиз. (%)	Сумма тыс. руб.
1	Устьевая армат.	144	44 160	18,6	588,8
2	Пакер	144	37 649,8	17,2	464,2
3	Скрепер	72	77 718,6	17,2	479,1
4	Труба НКТ - 3 1/2	240	183 800,3	11,6	2 547,2
5	Емкость ГРП – 2 ед.	72	33 219,7	14,3	340,5
ИТОГО:		4 419,9			

## 6. Смета затрат на ГРП.

Таблица 5.8 - Затраты на ГРП

п/п	Наименование статей	Ед. изм.	Стоимость 1 ГРП
1	ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ	руб.	31 097,2
2	Фонд оплаты труда	руб.	3 000
3	Налоги на ФОТ – 40,2 %	руб.	1 215
4	Химреагенты	руб.	100 465,2
5	Амортизация оборудования	руб.	4 419,9
6	ИТОГО:	руб.	140 332,5
7	Накладные расходы 15 %	руб.	21 049,8
8	Рентабельность 20 %	руб.	32 276,4
9	Стоимость 1 ГРП с переездом	руб.	193 658,8
10	Продолжительность ремонта (справочно)	бр. час	9

### 5.3. Расчет показателей ПДН и ЧТС

Произведем расчет ПДН и ЧТС на 5 ближайших лет

1. Прирост выручки от реализации:

$$V_p = Q * Ц \quad (5.3.1)$$

где  $Q$  – дополнительно добытая нефть, тыс. т.

$Ц$  – цена реализованной нефти, руб за 1 т.

Текущие затраты:

$$Z_{\text{тек}} = Z_{\text{д.доб.}} + Z_p \quad (5.3.2)$$

где  $Z_{\text{д.доб.}}$  – затраты на дополнительную добычу;

$Z_p$  – затраты на мероприятие.

$$Z_{\text{д.доб.}} = Q * C_c * D_{\text{у.п.}} / 100 \quad (5.3.3)$$

где  $C_c$  – себестоимость 1 т. нефти.

$$Z_p = (C_{\text{ГРП}} * N_{\text{ГРП}}) + (N_{\text{бр/ч}} * H_{\text{бр/ч}}) \quad (5.3.4)$$

где  $C_{\text{ГРП}}$  – стоимость 1 ГРП;

$N_{\text{ГРП}}$  – количество ГРП;

$C_{\text{бр/ч}}$  – стоимость 1 бригадо/часа:

$N_{\text{бр/ч}}$  – количество бригадо/часов на проведение 1 ГРП.

3. Налоги.

$$H = H_{\text{им}} + H_{\text{пр}} \quad (5.3.5)$$

где  $H_{\text{им}}$  – налог на имущество, но т.к. работы производились силами бригад КРС ЗАО СП «МеКаМиннефть» на собственном оборудовании, которое эксплуатируется уже длительный срок, то при расчете остаточная стоимость оборудования, амортизационные отчисления равны нулю.

Поэтому:

$$H = H_{\text{пр}} = П_{\text{р.обл.н.}} * 0,35 \quad (5.3.6)$$

4. Прибыль облагаемая налогом:

$$П_{\text{р.обл.н.}} = П_{\text{р.реал.}} = \text{Выр} - Z_{\text{тек}} \quad (5.3.7)$$

5. Поток денежной наличности:

$$\text{ПДН} = \text{Выр} - \text{З}_{\text{тек}} - \text{Н}_{\text{пр}} \quad (5.3.8)$$

Накопленный ПДН:

$$\text{НПДН} = \sum \text{ПДН}_i \quad (5.3.9)$$

Коэффициент дисконтирования:

$$\alpha_t = \left( 1 + E_n \right)^{t_p - 1}$$

(5.3.10)

где  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений

(0,1)

$t_p$  – расчетный год, предшествующий технологическому эффекту;

$t$  – текущий год.

Дисконтированный поток денежной наличности:

$$\text{ДПДН} = \text{ПДН} * \alpha_t \quad (5.3.11)$$

Чистая текущая стоимость:

$$\text{ЧТС} = \sum \text{ДПДН}_i \quad (5.3.12)$$

Таблица 5.9 - Показатели НПДН и ЧТС

Показатели	1999	2000	2001	2002	2003
Прирост добычи, тыс. т.	150,6	250,4	366,7	450,8	500,7
Прирост выручки, млн. р.	72,3	122,9	175,9	216,4	204,3
Затраты на мероприятие, млн. р.	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Затраты на доп. доб., млн. руб.	29,1	46,6	68,2	83,9	93,2
Затраты на текущие, млн. руб.	51,5	69	90,6	106,3	115,6
Прибыль, млн. руб.	20,7	53,9	85,3	110,1	124,7
Налоги на прибыль, млн. руб.	7,3	18,9	29,9	38,5	43,6
ПДН, млн. руб.	13,5	35	55,4	71,5	81
НПДН, тыс. руб.	13,5	48,5	104	175,5	256,6
Коэфф. дисконтирования	0,909	0,827	0,751	0,683	0,621
ДПДН, млн. руб.	12,3	29	41,6	48,9	50,3
ЧТС, млн. руб.	123	412	829	131,7	180,1

#### 5.4. Анализ чувствительности проекта к риску

Произведем проверку, как изменится ЧТС, если поменяются факторы состояния, которые составляют:

Изменение добычи ( - 40%, + 20%);

Изменение текущих затрат ( - 10%; + 10%);

Изменение цены на нефть ( - 10%, + 10%);

Изменение налогов ( - 10%, + 10%).

Результаты расчетов приведены в таблицах 6.10. – 6.18.

Таблица 5.10 - Падение добычи нефти на 40%

Показатели	1999	2000	2001	2002	2003
Прирост добычи, тыс. т.	90,3	150,3	220	270,5	300,4
Прирост выручки, млн. руб.	43,5	72,1	105,7	130	143,9
Текущие затраты, млн. руб.	39,4	50,1	63,6	73,2	78,4
Затраты на ГРП, млн. руб.	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
Затраты на доп. добычу, млн. р.	16,8	28	41	50,3	55,9
Прибыль от реализации, млн.р.	4,1	21,7	42,2	57,1	65,9
Налог на прибыль, млн. руб.	1,4	7,6	14,8	20	23
ПДН, млн. руб.	3	14,1	27,4	37,1	42,8
ДПДН, млн. руб.	2,4	11,7	20,6	25,3	26,6
ЧТС, млн. руб.	2,4	14,1	34,7	60,1	86,7

Таблица 5.11 - Увеличение добычи нефти на 20%

Показатели, млн. руб.	1999	2000	2001	2002	2003
Прирост добычи, тыс. т.	180,7	300,5	440	541	600,8
Прирост выручки	86,7	144,2	211,2	259,7	288,4
Текущие затраты	56	78,3	104,3	123,2	134,3
Затраты на ГРП	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Затраты на доп. добычу	33,6	55,9	81,9	100,8	111,9
Прибыль от реализации	30,7	65,9	106,9	136,5	154,1
Налог на прибыль	10,7	23,1	37,4	47,8	83,9
ПДН	19,9	42,8	69,4	88,7	100,2
ДПДН	18,3	35,4	52,2	60,6	62,2
ЧТС	18,3	53,7	106	166,5	228,7

Таблица 5.12 - Уменьшение текущих затрат на 10%

Показатели, млн. руб.	1999	2000	2001	2002	2003
Текущие затраты	46,9	62,1	81,6	95,7	104
Прибыль от реализации	25,9	60,8	94,4	120,7	136,3
Налог на прибыль	9,1	21,3	33	42,2	47,7
ПДН	16,8	39,5	61,3	78,5	88,6
ДПДН	15,3	32,7	46,1	53,6	55
ЧТС	15,3	48	94	147,6	202,6

Таблица 5.13 - Увеличение текущих затрат на 10%

Показатели, млн. руб.	1999	2000	2001	2002	2003
Текущие затраты	56,7	78	99,7	117	127,1
Прибыль от реализации	15,6	47	76,2	99,4	113,1
Налог на прибыль	5,5	16,4	26,7	34,8	39,6
ПДН	10,1	30,5	49,6	64,6	73,5
ДПДН	9,2	25,2	37,2	44,1	45,7
ЧТС	9,2	34,5	71,7	115,8	161,5

Таблица 5.14 - Снижение цены на нефть на 10%

Показатели, млн. руб.	1999	2000	2001	2002	2003
Цены на нефть, руб/т	432	432	432	432	432
Прирост выручки	65	108,2	158,3	194,8	216,3
Текущие затраты	51,5	69	90,6	106,3	115,6
Прибыль от реализации	13,5	39,2	67,7	88,4	100,7
Налог на прибыль	4,7	13,7	23,7	31	35,2
ПДН	8,8	25,4	44	57,5	65,4

Таблица 5.15 - Повышение цены на нефть на 10%

Показатели, млн. руб.	1999	2000	2001	2002	2003
Цены на нефть, руб/т	528	528	528	528	528
Прирост выручки	79,5	132,2	193,6	238	264,3
Текущие затраты	51,5	69	90,6	106,3	115,6
Прибыль от реализации	28	63,2	103	131,7	148,7
Налог на прибыль	9,8	22,1	36	46,1	52,1
ПДН	18,2	40,7	66,9	85,6	96,7
ДПДН	16,5	33,9	50,3	58,4	60
ЧТС	16,5	50,4	100,7	159,2	219,2

Таблица 5.16 - Понижение налогов на прибыль на 10%

Показатели, млн. руб.	1999	2000	2001	2002	2003
Налог на прибыль	6,5	17	26,9	34,7	39,3
ПДН	14,2	36,9	58,4	75,4	85,4

ДПДН	12,9	30,5	43,9	51,5	53,1
ЧТС	12,9	43,4	87,3	138,8	191,8

Таблица 5.17 - Повышение налога на прибыль на 10%

Показатели, млн. руб.	1999	2000	2001	2002	2003
Налог на прибыль	8	20,7	32,8	42,4	46
ПДН	12,8	33,1	52,5	47,7	76,6
ДПДН	11,6	27,4	39,4	46,2	47,6
ЧТС	11,6	39	78,4	127,6	172,3

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Основные производственные цеха и участки расположены непосредственно на месторождении. Основными функциональными задачами управления его цехов является добыча и подготовка нефти и газа, перекачка нефти в магистральные нефтепроводы. Под разработкой нефтяных месторождений понимается осуществление процесса движения жидкостей (нефть, вода) и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимов работы скважин и балансом пластовой энергии.

Нефтедобывающее оборудование состоит из наземных и подземных сооружений – скважин, нефтепроводов, водоводов, емкостей, находящихся в соприкосновении с влажными грунтами, грунтовыми водами, а также с протекающими в них газами и жидкостями. Эти сооружения, контактируя с окружающей средой, подвергаются постоянному разрушению в следствии коррозии. Процесс разрушения металла под воздействием окружающей среды для объектов нефтегазодобывающего управления, как и в целом для нефтяных районов Западной Сибири, наносит серьезный экологический и экономический ущерб.

### **6.1. Производственная безопасность на Крапивинском нефтяном месторождении**

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений могут возникать различные аварии, при ликвидации которых возникают опасные и вредные производственные факторы (таблица 6.1). Все работы, которые выполняют цеха добычи, непосредственно связаны с добычей нефти и газа и являются неотъемлемой частью деятельности месторождения. Поэтому состояние

травматизма, профессиональных заболеваний и вызывающих их причин, а также степень риска берется по месторождению в целом [18].

Таблица 6.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен.1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Промывочные работы на скважинах. Работы в емкостях, блоках автоматики. Ремонт скважин	1. Неудовлетворительные метеоусловия 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повышенные уровни шума	1. Статическое электричество 2. Электрический ток 3. Движущиеся машины и механизмы 4. Сосуды, работающие под давлением	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566-96 СП 52.13330.2011 ПБ 035762003 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ

### 6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при проведении операции гидравлического разрыва пласта на Крапивинском месторождении.

## ***Неудовлетворительные метеоусловия района при проведении работ на открытом воздухе***

Работы на нефтегазодобывающих предприятиях часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: нормально при температуре 18°C влажность должна находиться в пределах от 35 до 70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - с повышенной влажностью. Как то, так и другое, отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (культбудки).

Во время сильных морозов, ветров, ливней всякие работы запрещаются. К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится также создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств [18].

### ***Освещение рабочей зоны***

Для кустов, скважин установлены следующие нормы электрического освещения (в люксах) [ОАО «ТН» ВНК, ОАО «Газпром» РД 1.14-127-2005]:

- Устья нефтяных скважин, станки - качалки . . . . . 10
- Будки с аппаратурой электро-погружных насосов .. . . . 10

Рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин:

- Устье скважины . . . . . 25

### ***Производственный шум в рабочей зоне***

Таблица 6.2 - Допустимые уровни звукового давления (ГОСТ 12.1.003–83)

Объект	Рабочее место зона	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц								Эквивалентные уровни шума, дБА
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Передвижная подъемная лебедка	В кабине при закрытом окне и двери	104	106	106	109	107	102	96	89	85
Агрегат	В кабине (подъем)	100	89	96	95	96	94	87	80	80
«Бакинец-3М»	На устье (спуск)	-	86	84	85	84	80	78	73	80

### ***Запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны***

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплен бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

### ***Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу***

При гидравлическом разрыве пласта есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

через кожу (при попадании вредных веществ на нее);

через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти

Газ, об. %	Содержание, мг/л	Длительность и характер воздействия
Оксид углерода	0,1	12,5 мг/л. Через 1 час - головная боль тошнота, недомогание
0,5	6,25	Через 20-30 мин - смертельное отравление
1	12,5	Через 1-2 мин - сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29 мг/л. Кратковременное воздействие - раздражение горла
0,01	0,48	Продолжительное воздействие - опасно для жизни
0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23 мг/л. Через 1 мин - сильное или смертельное отравление
0,02	0,031	Через 5-8 мин. Сильное раздражение глаз, носа, горла
0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

### **6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта**

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при проведении

операции гидравлического разрыва пласта на Крапивинском нефтяном месторождении.

### *Электрический ток*

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2) Обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)

3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75×0,75 м.)

4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

### ***Пожаровзрывоопасность***

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, диэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [3]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;

- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4А·мин;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 6.4).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 6.5.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Основные причины пожаров на производстве:

- Не соблюдение техники безопасности;
- Неосторожное обращение с огнем;
- Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
- Нарушения режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации.

Для устранения очагов возгорания территория где проводятся работы, должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, например, пожарный щит в состав которого входят следующие компоненты:

1. Ломы (для вскрытия дверей, окон и других конструкция)
2. Багры пожарные, крюки с деревянной рукояткой (для разборки и растаскивания горящих конструкций)
3. Вилы, лопаты (штыковые и совковые)
4. Емкости для воды и ящики для песка (для хранения средств тушения)
5. Ведра и ручные насосы (для транспортировки воды)
6. Кошма, асбестовое полотно (для накрытия очага возгорания)

Своевременно обнаруженный очаг возгорания позволяет избежать больших потерь имущества, а иногда и жизни людей, причиняемых огнем. Но не менее важной является возможность подачи сигнала тревоги, по которому проводится эвакуация рабочих и служащих с территории, на которой возник пожар.

Для этого в каждом здании устанавливается оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения

людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение. Использование оповещателя пожарного позволяет организованно провести мероприятия по эвакуации людей. В зависимости от конструктивного исполнения различают приборы пригодные к установке в помещении или на улице.

Таблица 6.4 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ			Границы взрывоопасной зоны
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	ПБ по 08-624-03	
Технологический блок, замерная установка	А				В-1а
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1 2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефте-	Ан	В-1г	ПА-Т1		Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали

добывающей скважины			ПА-ТЗ	0 1	и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозаборных скважин	Ан	В-1г	ПА-Т1	0 1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 6.5 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок ЗУ	ЗУ	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

\*Примечание:

Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;

Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;

- Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;
- Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;
- Зона 5 – частичное разрушение остекления.

*Общие требования пожарной безопасности на объектах ОАО*

*«Томскнефть» ВНК*

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;
2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;
3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов ООО «Стимул – Т». Курить только в отведенных местах для курения;
4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;
5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;
6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;
7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

### ***Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования***

При проведении работ используются экскаваторы, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [27] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и

вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [26].

При проведении работ по опробованию необходимо соблюдать технику безопасности, так как отбор проб будет осуществляться с помощью специальных инструментов (молоток, кайло). Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за острую кромку или заусенец инструмента можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых при отборе проб инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

### ***Сосуды и аппараты, работающие под давлением***

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудований в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

## **6.2. Экологическая безопасность**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

1. Нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
2. Загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
3. Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
4. Развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

5. Сокращение площадей пастбищ и соответственно, поголовья скота;
6. Сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
7. Нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
8. Сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

9. Сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Приобского месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

Экологические исследования района работ включают в себя: анализ «исходного состояния» района; подробное описание состояния имеющихся уровней загрязнения; экологический инвентарь района (болот, озер, рек, лесов, тундры, торфяников); гидробиологические исследования рек и водоемов; составление гидрогеологической карты и карты растительности; подготовка комплекта документации с оценкой ущерба окружающей среды.

Общими мерами по охране окружающей среды являются: сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования; высокая степень утилизации нефтяного газа; оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания. Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован [18].

При добычи нефти от кустовых площадок выделяются УГВ, которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы УГВ на технической площадке ДНС складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры. Значительные выбросы происходят на линейной части нефтепроводов.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы ДВС, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;

- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- частичная утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- на предприятии должен быть разработан план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 5.6).

Таблица 5.6 –выбросы газов, содержащие вредные вещества (ГОСТ 12.1.007-76)

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0.08	3	0.077	1.234
2	Окись углерода	6.000	5	0.221	4.68
3	Углеводороды	60(ОБЦВ)	5	9.139	297.8
4	Сажа	0.16	4	0	3
5	Метанол	1,1	4	0.042	1.289

### *Источники загрязнения водных объектов*

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

1. поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
2. загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
3. попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
4. поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, ремонт оборудования;
5. Снижение давления нагнетания в зоне ведения закачки по пласту;
6. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
7. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
8. Контроль качества сварных швов;
9. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;

10. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
11. Бетонирование кустовых площадок с бортиком по периметру;
12. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на ДНС.
13. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
14. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

За последние 6 лет на Крапивинском месторождении заменены практически все нефтепроводы и водоводы, а в летний период, в эти же сроки, проводится рекультивация замазученных территорий.

### ***Охрана и рациональное использование земель***

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения и освоения скважин, хозяйственно-бытовых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения - на территории буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар.

Так как отходы бурения, находящиеся в амбарах содержат значительное количество нефти, то необходимо выполнять ряд работ в следующей последовательности:

1. Разделение фаз отходов бурения в шламовых амбарах методом отстоя;
2. Сбор и откачка наиболее обогащенного нефтью верхнего слоя жидкой фазы отходов бурения.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и

перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

Работы проводятся согласно «Временной инструкции по ликвидации аварийных проливов нефти с водных и грунтовых поверхностей» (1989 г., НПО «Техника и технология добычи нефти») [18].

### **6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении ГРП на Крапивинском месторождения возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. Техногенного характера (пожары, взрывы, аварии, газонефтеводопроявления);
2. Природного характера (землетрясения, оползни, обвалы, заморозки)

При проведении гидравлического разрыва пласта, а также при различных ремонтах скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При определенной концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

### **6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В соответствии с нормами и правилами в области промышленной безопасности («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»)

техника безопасности при производстве ГРП заключается в следующем:

- к работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте;

- общее руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель - представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение
- руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов, нефти на рабочий персонал, а также взрыва и пожара;
- имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;
- руководитель и его помощники оборудуются портативными средствами связи;
- опасная зона с трубопроводами и линиями высокого давления обозначаются специальными сигнальными знаками с надписями;
- работы по ГРП, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках;
- в темное время суток ГРП разрешается проводить только в случае если обеспечивается освещенность устья скважины и зоны высокого давления не менее 26 лк и шкал контрольно-измерительных приборов - 50 лк.
- все транспортные средства, не задействованные в проведении ГРП должны быть удалены на безопасное расстояние - не менее 50 метров от зоны линий высокого давления;

- все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению;
- при проведении ГРП рабочий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны;
- при работе с химреакентами персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые перчатки, кирзовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка.

### ***Нормативная документация***

1. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ
2. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ
3. СН 2.2.4/
4. 2.1.8.566-96
5. СП 52.13330.2011
6. ПБ 035762003
7. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ
8. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В аттестационной выпускной работе описано место расположения, геологическое строение, исследованы результаты работы по проведению ГРП с момента разработки и начала эксплуатации месторождения, описана технология проведения, техника, оборудование и материалы, применяемые при ГРП, рассмотрена программа (дизайн) гидроразрыва пласта на 537 скважине 7 куста, проведен анализ и дана оценка эффективности по производству ГРП за 2010г. на Крапивинском нефтяном месторождении, представлены схемы и таблицы.

Основными источниками информации для проведения ГРП являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также промысловый эксперимент, состоящий в проведении микро- и минигидроразрывов перед основным ГРП.

Операции по ГРП можно классифицировать по целям и области применения следующим образом: интенсификация скважин, в первую очередь с загрязненной призабойной зоной, путем увеличения эффективного радиуса за счет создания высокопроводящих трещин ограниченной длины в средне- и высокопроницаемых пластах, а также в низкопроницаемых достаточно однородных коллекторах; обеспечение гидродинамической связи скважины с системой естественных трещин пласта и расширение зоны дренирования; ввод в разработку низкопроницаемых залежей с потенциальной производительностью скважин в 2-3 раза ниже уровня рентабельной добычи и перевод в промышленные забалансовых запасов; разработка сложных расчлененных и неоднородных пластов, характеризующихся высокой степенью прерывистости, путем комплексной оптимизации системы разработки с целью обеспечения гидродинамического взаимодействия пласта и системы скважин с трещинами гидроразрыва для увеличения темпа отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и

пропластков и увеличения охвата пласта воздействием. Для определения высоты и азимута трещины применяются специальные приборы, затем с использованием специальных программ с учетом цели ГРП осуществляется «дизайн» трещины.

При проведении технологических операций по ГРП подбирается жидкость разрыва и проппант, максимально соответствующие конкретным условиям. В ходе проведения ГРП имеется возможность проконтролировать в реальном времени раскрытие и распространение трещины, транспортировку проппанта во взвешенном состоянии вдоль всей трещины, обеспечив успешное завершение операции.

В последние годы разрабатывается технология комплексного подхода к проектированию ГРП как элемента системы разработки. Такой подход основан на учете многих факторов, таких как проводимость и энергетический потенциал пласта, система расстановки добывающих и нагнетательных скважин, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и проппанта, технологические и экономические ограничения.

В связи с появлением новых технологий сейчас практически нет ограничений по проницаемости на применение ГРП, тогда как в соответствии с традиционными представлениями гидроразрыв применялся только на низкопроницаемых пластах.

К основным ограничениям на применение ГРП можно отнести операции в водонефтяных и газонефтяных зонах, которые могут вызвать ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважины, а также в истощенных пластах с низкими остаточными запасами и в нефтенасыщенных линзах очень малого объема, т.к. это не обеспечит окупаемости ГРП.

После проведения ГРП [http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%94%D0%B5%D0%B1%D0%B8%D1%82\\_%D1%81%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD%D1%8B](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%94%D0%B5%D0%B1%D0%B8%D1%82_%D1%81%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%B6%D0%B8%D0%BD%D1%8B) дебет скважины, как правило, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на

которых добыча нефти и газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме этого, в настоящее время метод применяется для разработки сложных нефтяных пластов месторождения, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов. Учитывая увеличение зон влияния скважин в результате создания трещин гидроразрыва, при проектировании разработки с применением ГРП можно планировать и применять более редкую сетку скважин, что фактически подтверждено на Крапивинском нефтяном месторождении, и тем самым снизить затраты.

Применение новых и усовершенствованных технологий по ГРП позволяет существенно расширить область применения гидравлического разрыва, с этим связан и рост количества операций в течение последнего десятилетия - это исследовано в вышеизложенной работе.

Технология по ГРП успешно применяется на месторождениях в Российской Федерации и других нефтедобывающих стран и имеет перспективы развития на будущее.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проект пробной эксплуатации Крапивинского месторождения - «ТомскНИПИнефть», 2011г.
2. Технические паспорта скважин Крапивинского месторождения.- ОАО «ТОМСНЕФТЬ» ВНК, 1999-2008гг.
3. Технологические режимы работы скважин Крапивинского месторождения. ЦДНГ-10,
4. Отчет о производственной деятельности ЦДНГ-10 - ОАО «Томскнефть» ВНК, 1998-2012гг.
5. Лысенко В.Д. "Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика" М.Недра, 1997г.
6. Учебный курс НК «ЮКОС».
7. Щуров В.И. "Технология и техника добычи нефти", М:«Недра», 1983г.;
8. И.Т. Мищенко «Расчеты в добыче нефти». М-«Недра»,1989г.
9. Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдулаев «Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования» М-«Недра», 1989г.
10. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. "Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа" - М: Недра, 1997г.;
11. Ю.В. Зайцев. Добыча нефти и газа. М-«Недра».
12. С.Г. Бабаев Надежность нефтепромыслового оборудования. М-«Недра» 1987г.
13. В.Г. Крец, В.А. Кольцов, В.Г. Лукьянов «Нефтегазопромысловое оборудование» Комплект каталогов, Томск,1997г.
14. Адонин А.Н. Выбор способов добычи нефти. - М.: Недра, 1971. – 184
15. Гавура А.В., Багаутдинов А.К., Ильин Н.Н. Авторский надзор за разработкой месторождений НГДУ «СН», 1999 г.;
16. Дизайн скважины №537 куст 7 Крапивинского н. м. ОАО «Томскнефть» ВНК, 2010г.