

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.66(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Третьяков Никита Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б53Т	Третьяков Никита Геннадьевич

Тема работы:

«Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (Томская область)»

Утверждена приказом директора:

01.03.2019 г. № 1653/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

11.06.2019г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Объектом исследования является X нефтяное месторождение.</i> <i>Исходные данные к работе:</i> - Пакет технической, технологической и нормативной информации по X нефтяному месторождению ОАО «Томскгазпром»; - Тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ; - Фондовая и периодическая литература.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.1 Характеристика района 2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 2.2 Тектоническое строение района и участка месторождения 2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов 2.4 Характеристика строения залежей 2.4.1 Физико-химические свойства флюида 2.4.2 Описание глубинных и поверхностных проб 2.4.3 Свойства пластовых вод 3.1 Режим разработки и утвержденные технологические решения X нефтяного месторождения 3.2 Текущее состояние разработки X нефтяного месторождения 3.3 Особенности и эффективность применения гидравлического разрыва пласта 3.4 Технология проведения гидравлического разрыва пласта 3.4.1 Наземные операции при проведении ГРП 3.4.2 Оборудование, применяемое для ГРП 3.4.3 Жидкости разрыва и расклинивающий агент, применяемые при гидравлическом разрыве пласта 3.5 Расчет основных параметров ГРП 3.6 Освоение скважин после ГРП 3.7 Анализ гидравлического разрыва пласта на X месторождение 4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на X нефтяном месторождении, анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели 4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия 4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям 5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов 5.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов 5.3 Экологическая безопасность 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Дашковский Анатолий Григорьевич
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Киселева Елена Станиславовна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
<i>1. Общие сведения о месторождении</i>
<i>2. Геолого-физическая характеристика месторождения</i>
<i>3. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (Томская область)</i>
<i>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>
<i>5. Социальная ответственность</i>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.06.2019г.
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н., доцент		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б53Т	Третьяков Никита Геннадьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Третьяков Никита Геннадьевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость основных производственных фондов, стоимость проведения ГРП на скважинах.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Прирост среднесуточного дебита.; - Увеличение фондоотдачи; - Прирост выручки от реализации.
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	- Структура работ в рамках научного исследования; - Определение трудоемкости выполнения работ; составление графика проведения научного исследования; - Расчет материальных затрат научного исследования
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	- Оценка эффективности научного исследования. После проведения ГРП дебит скважины, резко возрастает.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Календарный план-график

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Третьяков Никита Геннадьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б53Т	Третьяков Никита Геннадьевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	Объектом исследования является Х месторождение. Рабочая зона - куст скважин с техникой, расположенной в радиусе 50-и метров. Вид работ – гидравлический разрыв пласта
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	5.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов
3. Охрана окружающей среды	5.3 Экологическая безопасность
4. Защита в чрезвычайных ситуациях	5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях - розлив нефти в Автоматической групповой замерной установке (АГЗУ)
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - принципы возмещения причиненного вреда на производстве

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б53Т	Третьяков Никита Геннадьевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавр
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.19
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2019	<i>Общие сведения о месторождении</i>	10
20.03.2019	<i>Геолого-Физическая характеристика месторождения</i>	25
02.04.2019	<i>Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (Томская область)</i>	25
24.04.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	20
30.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страниц, 17 рисунков, 8 таблиц и 20 источников.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, коллектор, запасы, нефть, газ, дебит, фонд скважин, гидравлический разрыв пласта.

Объектом исследования является X нефтяное месторождение.

Цель работы – провести анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта для интенсификации притока жидкости на X нефтяном месторождении (Томская область).

В процессе исследования рассмотрены влияния геолого-технологических факторов на процесс разработки месторождений, рассмотрены технологии по интенсификации притока, общие сведения о месторождении, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, анализ текущего состояния разработки. Выполнены расчеты основных параметров гидравлического разрыва пласта, а также рассмотрены понятие о гидравлическом разрыве пласта, его технология и анализ проведения.

На основании проведенных исследований установлено, что применение технологий по интенсификации притока приводит к увеличению прироста извлекаемых запасов и текущей добычи нефти.

Оглавление

Введение.....	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	15
1.1 Характеристика района	15
2. Геолого-физическая характеристика месторождения	18
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	18
2.2 Тектоническое строение района и участка месторождения.....	22
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	27
2.4 Характеристика строения залежей.....	28
2.4.2 Описание глубинных и поверхностных проб	31
2.4.3 Свойства пластовых вод.....	33
3. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (Томская область).....	35
3.1 Режим разработки и утвержденные технологические решения X нефтяного месторождения	35
3.2 Текущее состояние разработки X нефтяного месторождения.....	39
3.3 Особенности и эффективность применения гидравлического разрыва пласта	41
3.4 Технология проведения гидравлического разрыва пласта.....	42
3.4.1 Наземные операции при проведении ГРП	43
3.4.2 Оборудование, применяемое для ГРП.....	46
3.4.3 Жидкости разрыва и расклинивающий агент, применяемые при гидравлическом разрыве пласта.....	50
3.5 Расчет основных параметров ГРП	55
3.6 Освоение скважин после ГРП	60
3.7 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на X месторождение	61
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	65
4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на X нефтяном месторождении, анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели.....	65
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	65
4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	65
5. Социальная ответственность	67
5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов	67
5.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов	74
5.3 Экологическая безопасность	75
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
Заключение	86
Список литературы	87

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГРП – гидроразрыв пласта

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЭЦН – электроцентробежный насос

ППД - поддержание пластового давления

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

НКТ- Насосно-компрессорные трубы

ФЕС – Фильтрационно – емкостные свойства

ПЛВА – план ликвидации возможных аварий

Введение

Целью данной работы является наглядное изображение эффективности применения гидравлического разрыва пласта на примере X нефтяного месторождения ОАО «Томскгазпром». Наибольшее внимание уделено ГРП, как одного из наиболее эффективного метода. Учитывается влияние данного метода на пласт, рассмотрены технологические требования и параметры, возможность применения гидроразрыва пласта в данных условиях.

ОАО «Востокгазпром» является владельцем лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах X лицензионного участка.

X нефтяное месторождение открыто в 1988 году поисковой скважиной № 405. По результатам испытания получен приток нефти 3 м³/сут. на переливе через штуцер 2 мм при депрессии на пласт 5.8 МПа.

По состоянию на 01.01.2015 г. в пределах X месторождения было пробурено 13 скважин, в т.ч. 5 добывающих, 2 разведочных и 6 поисковых (из них 4 ликвидированы). Пробная эксплуатация месторождения была осуществлена в течение трех лет до 2016 года.

Запасы нефти X месторождения приурочены к пластам Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴. По X месторождению на Государственном балансе числятся запасы УВ по пластам Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴, подсчитанные и утвержденные ГКЗ (протокол № 3889-дсп от 24.10.2014 г.).

По состоянию на 01.01.2015 г., учтённые Госбалансом РФ начальные геологические запасы нефти по месторождению оценены по категориям C₁ и C₂ в количестве (геологические/извлекаемые):

Пласт Ю₁¹ нефть категория C₁ – 4792/1984 тыс. т

категория C₂ – 3832/1552 тыс. т

Пласт Ю₁³⁻⁴ нефть категория C₁ – 7406/2713 тыс. т

категория C₂ – 12559/4509 тыс. т

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Характеристика района

X месторождение расположено на левобережье р. Оби на территории Парабельского района Томской области (Рисунок 1). Участок работ находится от города Томска в 360км и к юго-западу от города Колпашево в 170км. Ближайший населённый пункт – г. Кедровый в 50 км.

В г. Кедровом расположены ретранслятор телепередач и узел связи. Расстояние от центра участка до районного центра Парабель – 130 км.

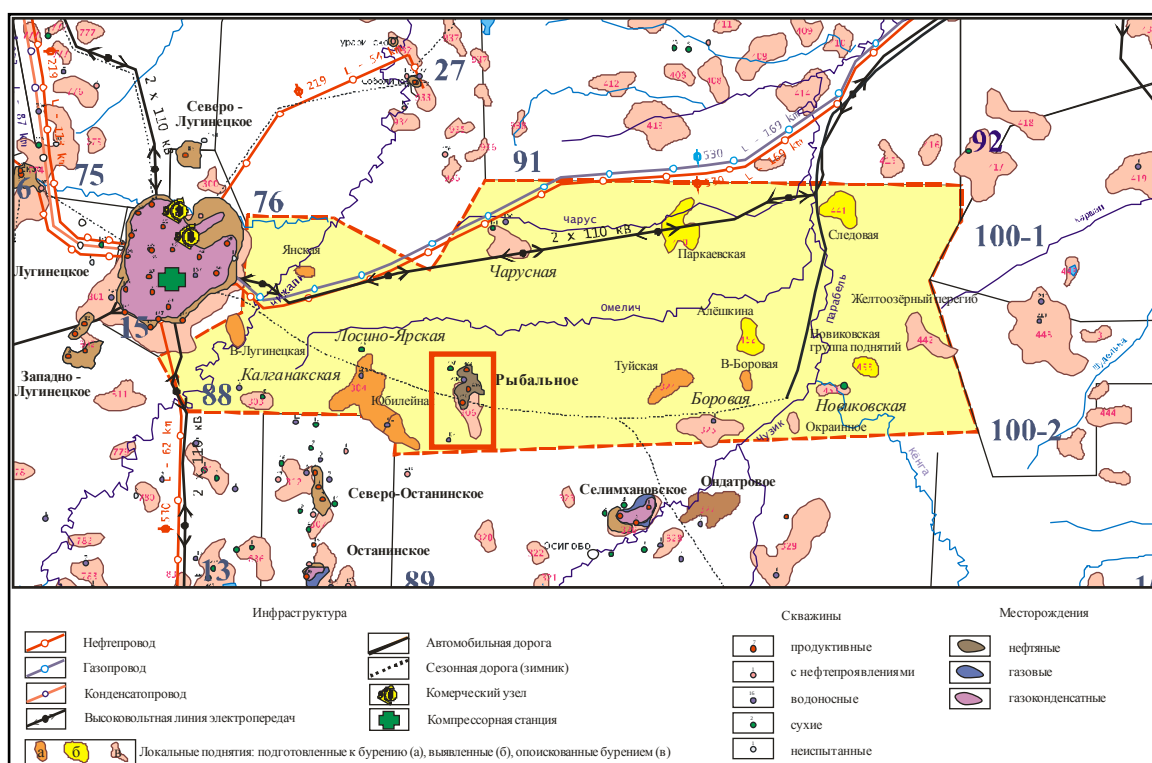


Рисунок 1 - Обзорная карта X лицензионного участка

Сухопутная транспортная сеть представлена автодорогой Парабель-Кедровый, частично имеющей покрытие, а также зимними дорогами.

Климат Парабельского района, как и всей Томской области, континентально-циклонический, с суровой и снежной зимой, коротким и теплым летом, типичный для таёжной зоны Западной Сибири. Минимальные зимние температуры достигают -45°C , средние составляют -15°C ,

максимальные летние +35 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 500-550 мм. В зимнее время преобладают ветры южного и юго-западного направления со среднегодовыми скоростями 2.8 - 3.6 м/сек.

Юго-восточная часть Западно-Сибирской низменности, где расположено месторождение, представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину. Абсолютные отметки высот в пределах участка работ колеблются от 125 м на юге и на востоке, до 110 м на северо-востоке. Отметки в урезах рек - около 95 м.. [1]

Гидрографическая сеть исследуемой территории представлена реками Парабель, Омелич, Большой и Малый Омелич, Чузик, Кенга, Чарус с их притоками. Река Парабель судоходна для малого флота и имеет пристани Усть-Чузик, Старица и Тарск. По западной части протекает р. Чижалка – приток р. Васюган. Болот мало и они расположены в основном на юге участка.

Лесными массивами покрыта вся площадь. Леса представлены: лиственными (осиной и березой) и хвойными породами деревьев. Кроме того, в пределах изучаемой площади развиты кедровые массивы, преимущественно расположенные вдоль речных русел. Географо-экономические условия района, в котором расположено X месторождение, приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Географо-экономические условия X лицензионного участка

Геокриологические условия	Средняя глубина промерзания почв – 0.8 м, наибольшая – 1.6 м, болот – не превышает 0.4 м.
Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Отопительный сезон начинается с середины октября и продолжается до конца апреля. Продолжительность 244 дня.
Растительность и животный мир	Растительность представлена смешанным лесом, преобладают хвойные породы деревьев. Животный мир – лось, медведь, олень, белка и другие.
Населенные пункты и расстояние до них	г. Томск – 360 км, г. Кедровый – 50 км, с. Парабель – 130 км.

Продолжение таблицы 1

Ведущие отрасли народно-го хозяйства	Нефтедобыча, геологоразведочные работы, лесоразработки, рыбная ловля, пушной промысел.
Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	25 км от Х НМ до Х НГКМ проложен нефтепровод.

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое расчленение разреза проведено на основании данных глубокого бурения и корреляционных схем, утверждённых Межведомственным стратиграфическим совещанием 1999, 2006 и 2007 гг. (Мкртчян, 1985). Описание верхнемеловых и палеогеновых отложений дано по материалам поисково-разведочного бурения.

Палеозойская группа – Pz (образования доюрского фундамента)

Образования доюрского фундамента в литологическом отношении отображают блоковую неоднородность складчатого основания в пределах рассматриваемой территории. Вещественный состав пород фундамента, вскрытых глубокими скважинами № 405 и № 410, представлен сильно метаморфизированными породами эффузивного состава, глинистыми сланцами сильно карбонатизированными. Вскрытая мощность отложений палеозоя составляет от 70 до 130 м.

Юрская система - J

Отложения нижней, средней и верхней юры представлены терригенно-полимиктовой угленосной (тюменская свиты), терригенно-глауконитовой (васюганская, георгиевская свиты) и глинисто-битуминозной (баженовская свита) формациями.

Тюменская свита (нижняя + средняя юра) - J₁₋₂ tm (*байос-бат*)

Тюменская свита в пределах X месторождения подразделяется на две подсвиты – среднюю и верхнюю. Непосредственно на X площади отложения тюменской свиты на полную толщину вскрыты скважинами № 405 и № 410.

Среднетюменская подсвита выделяется в объёме осадочной толщи, ограниченной кровлей угольных пластов U₁₀ – U₆. Описываемая толща представлена неравномерно чередующимися пластами песчаников,

алевролитов, аргиллитов, углей. Аллювиальные ритмы имеют более сложное строение, чем отложения нижележащих толщ. Песчаный пласт в объеме ритма может либо отсутствовать, либо в его составе может отмечаться наличие одного, двух и даже трёх самостоятельных коллекторов. Наблюдаемые композиции строения характерны для аллювиальных ритмов меандрирующих рек. Толщина среднетюменской подсвиты изменяется от 65 до 75 м.

Верхнетюменская подсвита (верхи верхнего байоса – низы верхнего бата), сложена переслаивающимися сероцветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, часто углистыми. В состав пород верхнетюменской подсвиты входят углистые пачки $У_{5-2}$ и песчаные пласты $Ю_{6-2}$. Наиболее выдержанными по простиранию являются угли $У_2$ и $У_4$. Аллювиальные ритмы по своему строению аналогичны отложениям среднетюменской подсвиты. Песчаники имеют косую, волнистую и горизонтальную слоистость. Толщина верхнетюменской подсвиты варьируется в пределах от 55 до 82 м.

Толщина отложений тюменской свиты в скважине № 405 составляет 152 м, а в скважине № 410 – 143 м.

Васюганская свита – J_3vs (*келловей-оксфорд*)

Васюганская свита является основным нефтегазоносным горизонтом осадочного чехла юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Рассматриваемая территория относится к переходной зоне васюганской и наунакской свит.

Васюганская свита делится на две подсвиты – нижневасюганскую и верхневасюганскую, различающиеся литологическим составом пород. Нижневасюганская подсвита раннекелловейского возраста сложена глинами и темно-серыми тонкоотмученными аргиллитами. Толщина подсвиты в пределах рассматриваемой площади изменяется от 2 до 10 м.

Верхневасюганская подсвита, выделяемая в горизонт $Ю_1$, представлена песчаниками и алевролитами с прослоями тонкоотмученных алевролитовых аргиллитов. По своему литологическому строению, обусловленному особенностями тектонического режима осадконакопления, она разделяется на

подугольную, межугольную и надугольную толщи, сформированные соответственно в регрессивную, переходную и трансгрессивную фазы развития келловей-оксфордского осадочного бассейна.

В объёме надугольной толщи присутствует пласт $Ю_1^1$ верхнеоксфордского возраста. Толщина надугольной толщи изменяется от 5 до 7 м. Подугольную толщу слагает пласт $Ю_1^{34}$ ранне-среднекелловейского возраста. Подугольная толща имеет мощности, меняющиеся от 10 до 30 м.

Подугольную и надугольную толщу разделяет континентальная (прибрежно-континентальная) осадочная пачка, ограниченная угольными пластами $У_1$ и $У_1^1$. Наличие межугольной толщи предполагает присутствие в её составе коллекторов, индексируемых как пласт $Ю_1^2$. Мощность толщи составляет в среднем 17 м и варьирует в пределах от 13 до 22 м.

Кровля васюганской свиты вскрыта всеми скважинами (№№ 402, 405, 406, 407, 408, 409, 410). Толщина свиты в пробуренных скважинах изменяется от 45 до 60 м.

Баженовская свита (*волжский ярус*) - J3 bg

На отложениях васюганской и георгиевской свит с незначительным стратиграфическим несогласием (васюганская свита), либо согласно (георгиевская свита) залегают глубокоководно-морские отложения баженовской свиты, отвечающие максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления. Эти отложения, хорошо выдержанные и уверенно прослеживаемые по данным ГИС, в литологическом отношении представлены тёмно-серыми с коричневатым до чёрного оттенком битуминозными аргиллитами, участками тонкоплитчатыми, иногда алевроитистыми, крепкими, сильно окремнёнными, с прослоями известковых. Отложения свиты относятся к фациям "доманикового" типа и считаются нефтепроизводящими.

К подошве свиты приурочен наиболее выраженный в платформенном разрезе отражающий сейсмический горизонт Па, характеризующий структурные особенности строения основного для данной территории

продуктивного комплекса верхней юры. Толщина свиты изменяется от 25 до 35 м.

Меловая система - К

Отложения меловой системы наиболее значительны по толщине в составе платформенного чехла. Их толщина в районе работ составляет 1800-1900 м. В стратиграфическом отношении система представлена всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отделов. В её составе выделяется восемь свит.

Куломзинская свита (*берриас+валанжин*) - К₁ klm

Морские отложения куломзинской свиты представлены аргиллитами тёмно-серыми с зеленоватым оттенком, иногда плитчатыми, участками – крепкими алевритистыми, с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников. Толщина свиты 190-220 м.

Тарская свита (*валанжин*) -К₁ tr

Отложения тарской свиты соответствуют регрессивному циклу валанжинского морского режима. В основании тарской свиты залегают шельфовые песчаные пласты соответствующих клиноформных комплексов.

В соответствии с проведённой индексацией в основании тарской свиты выделяются пласты БА₂ (пласт Б₁₄), БА₁ (пласт Б₁₃). В строении свиты принимают участие три песчаных пласта, индексируемых в зависимости от индекса песчаника залегающего в основании свиты.

Киялинская свита – К₁ kls (*готерив барем*)

Распространена в южных районах ЗСП.

Свита представлена неравномерно переслаивающейся толщей глин, алевролитов и песчаников. Песчаные пласты относятся к группам Б и А. Их толщины не выдержаны по площади и изменяются в широких пределах. Толщина свиты составляет 510-660 м.

Алымская свита –(*нижний ант*) К₁ al

Свита распространена в центральной и юго-западной частях Западной Сибири, получила название по деревне Алымка, Тюменской области, выделена коллективом авторов (Шурыгин, 2000), содержит: *Cyprina* sp., *Lingula* sp.

Отложения киялинской свиты согласно перекрываются морскими отложениями алымской свиты, представленными в нижней части песчаным пластом А₁, в верхней – аргиллитоподобными глинами кошайской пачки.

Покурская свита - (*ант+альб+сеноман*) К₁₋₂ рк

Выше по разрезу залегает мощная толща континентальных отложений, выделяемая в покурскую Песчаные пласты в составе свиты выделяются под индексом ПК (от ПК₁ в кровле свиты до ПК₁₉₋₂₀ в подошве). Пласты имеют линзовидное строение и по площади не выдержаны, а поэтому их корреляция крайне затруднена, хотя толщина коллектора иногда достигает 30-40 м.

Литологически эти свиты представлены морскими отложениями, преимущественно глинами, мергелями, опоками.

Палеогеновая система - Р

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу вверх): талицкая (*палеоцен*), люлинворская (*эоцен*) и тавдинская (*в.эоцен+н.олигоцен*), а континентальная толща выделяется в некрасовскую серию (*ср.+верх.олигоцен*). Общая толщина палеогеновых отложений составляет 580-600 м.

2.2 Тектоническое строение района и участка месторождения

Согласно тектонической карты платформенного чехла Западно - Сибирской плиты (В.А. Конторович, 2000 г) Рисунок 2, рассматриваемая территория объединяет обширную по составу и условиям формирования гамму пород складчатого палеозойского фундамента.

Северо-восточная и юго-западная части X лицензионного участка относятся к антиклинорным зонам инверсионного типа герцинской складчатости (Нижевартровский, Сенькинско-Айгольский антиклинории),

представленных карбонатными массивами, прорванными гранитными интрузиями. Центральную часть X лицензионного участка, в которой и расположено X месторождение, слагают глинистые сланцы Айгольского синклиория. Юго-восточную часть участка в северо-восточном направлении пересекает зона раннетриасовой деструкции земной коры - Чузиковский континентальный рифт. Отложения, выполняющие рифтовую зону, представлены переслаиванием эффузивов среднего и основного состава.

Отрицательные структурные элементы третьего порядка выделены в северо-западной части участка – Южно-Соболиная впадина и на юго-востоке – Северо-Парбигский перегиб.

В.А. Конторовичем в 1996 году проведено уточнение структурного плана территорий X лицензионного участка. Были уточнены структуры III порядка – Пудинское мезоподнятие осложнено X поднятием и Юбилейным поднятием, северные отроги которого расположены в пределах лицензионного участка.

Согласно работе В.А. Конторовича (2002г.), юрские отложения платформенного чехла в районе X месторождения расположены в пределах внутренней области Западно-Сибирской плиты. Здесь большая часть самостоятельных тектонических элементов являются замкнутыми. В районе лицензионного участка, на территории которого располагается X месторождение, в качестве самостоятельных положительных тектонических элементов второго порядка выделяются Пудинское и Горело-Ярское мезоподнятия.

По результатам сейсмических работ 2006-2007 гг. (Т.А. Юркина, 2007) проведена существенная структурная детализация X участка по отражающим горизонтам II^а (подошва баженовской свиты). В результате проведённой работы были выявлены как новые, так и детализированы «старые» локальные поднятия.

По опорному отражающему горизонту II^а X поднятие представляет собой вытянутую в меридиональном плане структуру с двумя куполами.

Поперечные размеры складки в контуре замыкающей поднятие изогипсы -2335 м $19 \times 9 \div 1.5$ км. Амплитуда поднятия около 84 м. Длинная ось складки ориентирована в субмеридиональном направлении.

Замыкающая поднятие изогипса характеризуется чередованием плавных и извилистых очертаний, обусловленных осложнением крыльев поднятия разными структурными формами, среди которых преобладают структурные носы, которые выделяются как на восточном, так и на западном крыльях.

Для Х площади характерен плавный перепад абсолютных отметок.

По результатам новых структурных построений произошла детализация структурного плана. При этом площадь Х структуры претерпела существенные изменения. Уточнение структурной основы произошло, прежде всего, за счет вовлечения в процесс картопостроения новых данных, в частности материалов с/п 14/05-06 и с/п 14/06-07 ОАО «Сибнефтегеофизика». Эти данные ранее не учитывались при оперативном подсчете запасов в 1989 году. Кроме того, при структурных построениях в посчете запасов 2009 г. и в настоящей работе использованы и учтены данные бурения новых разведочных скважин № 409 и № 410. (Рисунок 3)

В ходе геологоразведочных работ в разрезе месторождения выявлено 2 проницаемых пласта позднеюрского возраста ($Ю_1^{3-4}$ и $Ю_1^1$), содержащих залежи нефти. Стратиграфически они входят в состав верхневасюганской подсвиты (J2-3 vs). Осадконакопление в период формирования продуктивных пластов происходило в прибрежно-морской зоне в условиях трансгрессивно-регрессивной смены седиментационных циклов. Геологическая история развития района обусловила значительную литологическую неоднородность и резкую палеофациальную изменчивость верхнеюрских отложений в пределах изучаемой площади.

По геолого-сейсмическим построениям в пределах верхнеюрских отложений на сейсмических структурных картах тектонических нарушений не выделено.

В результате проведенных исследований по комплексной интерпретации геолого – геофизических материалов были установлены закономерности формирования, особенности геологического строения и распространения пород-коллекторов и связанных с ними залежей нефти продуктивных пластов юрского комплекса.

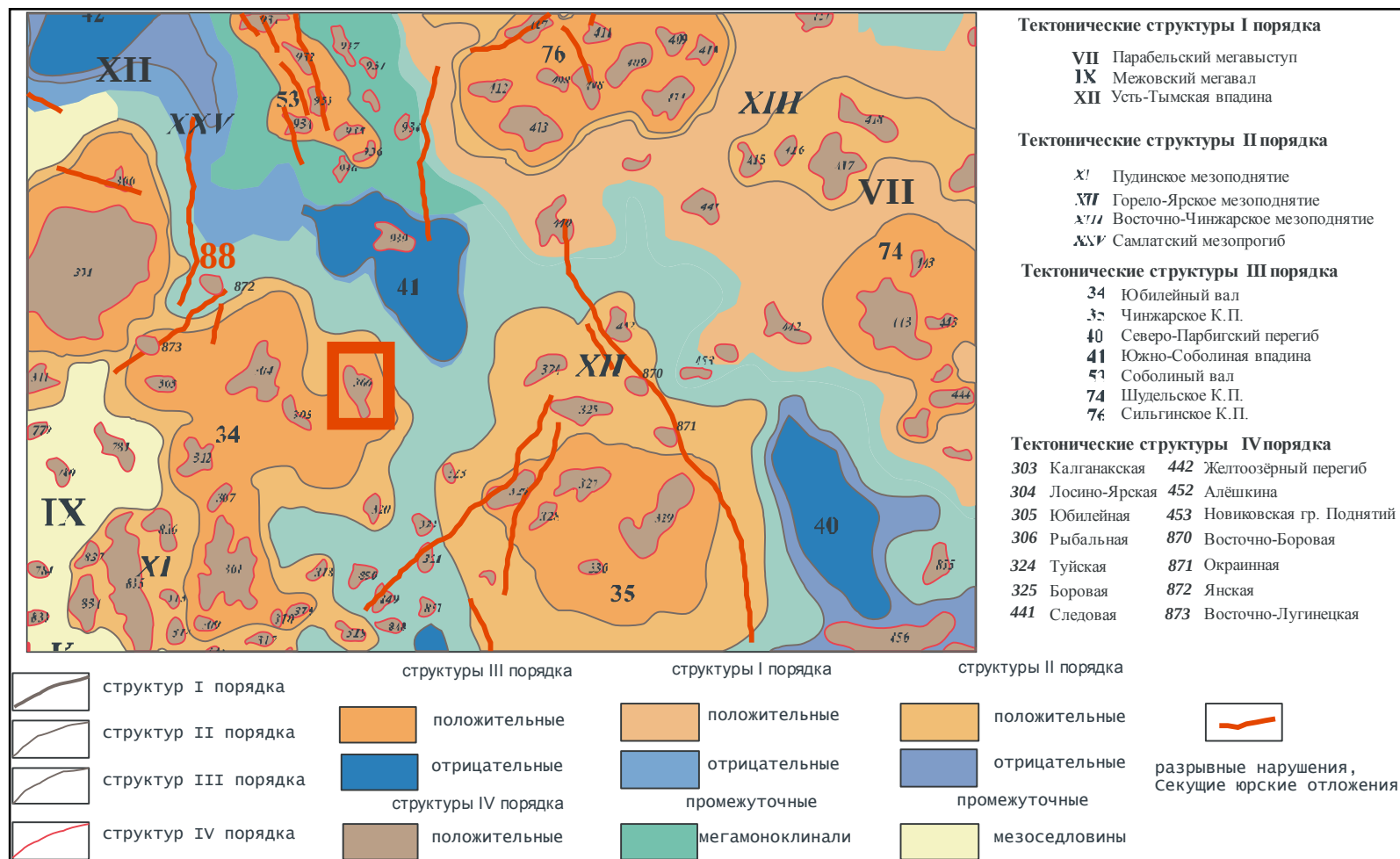


Рисунок 2 - Выкопировка из тектонической карты платформенного чехла Западно - Сибирской плиты (В.А. Конторович , 2000 г)

2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Принятая геолого-физическая характеристика месторождения приведена в Таблице 2.

Таблица 2 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласты		
	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ³	Ю ₁ ⁴
Средняя абсолютная отметка залегания, м	-2240	-2310	-2280
Тип залежи	пластовая, литологически-экранированная		
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м ²	54795	2394	78452
Средняя общая толщина, м	6	17.7	6.4
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2.7	5.1	5.2
Коэффициент пористости, доли ед.	0.14	0.14	0.14
Средний коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.58	0.47	0.5
Проницаемость, мкм ² 10 ⁻³	5.65	0.65	1.29
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.34	0.8	0.59
Расчлененность, ед.	1.67	2.04	1.85
Начальная пластовая температура, °С	102.3	102.3	102.3
Начальное пластовое давление, МПа	24.7	25.3	25.3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0.67	0.67	0.67
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0.727	0.727	0.727
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0.815	0.815	0.815
Абсолютная отметка В НК, ГВК (интервал изменения), м	-2335.5	-2341	-2395.6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.198	1.198	1.198
Содержание серы в нефти, %	0.25	0.25	0.25
Содержание парафина в нефти, %	7.75	3.1	3.1
Содержание смол и асфальтенов, %	8.86	8.61	8.61
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.1	7.1	7.1
Газосодержание нефти, м ³ /т	60.5	60.5	60.5
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0.35	0.35	0.35
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1.005	1.005	1.005
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴			
нефти	143	143	143
воды	41.8	41.8	41.8
породы	60	60	60
Коэффициент продуктивности, м ³ (сут·МПа)	0.28		
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.531	0.421	0.456

2.4 Характеристика строения залежей

Пласт Ю₁¹, как коллектор, отсутствует в юго-восточной части поднятия. Тенденции распределения эффективных толщин песчаника и морской генезис осадков может свидетельствовать о баровой природе формирования песчаного тела, имеющего северо-восточный тренд развития баровой постройки.

По типу резервуара залежь нефти коллектора Ю₁¹ - пластовая, по генетическому типу ловушки – сводовая с литологическим ограничением. Литологический экран обусловлен замещением проницаемой составляющей пласта Ю₁¹ на непроницаемые разности в юго-восточной части поднятия (скв. № 409). Дебиты нефти по скважинам изменяются от 7.5 м³/сут. на 4 мм штуцере в скважине № 408 (интервал перфорации 2416-2420 м, а.о. – 2295.3-2299.3 м) до 0.1 м³/сут. на динамическом уровне 1276 м в скважине № 407 (интервал перфорации 2441-2446 м, а.о. -2332.6-2337.6 м).

Размеры залежи: длина – 17.8 км; ширина – 7.06 км; высота – 76.5 м. Эффективная толщина коллектора изменяется от 3.2 м (скв. № 405), до 0 (скв. № 409). Эффективные нефтенасыщенные толщины в пределах залежи изменяются от 0 до 3.2 м. Коэффициенты литологической расчленённости варьируются в пределах от 0 (скв. № 409) до 4 (скв. № 410). Коэффициент песчанистости изменяется от 0 (скв. № 409) до 0.45 (скв. № 402).

Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре запасов категории С₁ по НЗ (47 % от объема залежи) – 2.3 м, по ВНЗ (6 % от объема залежи) – 1.0 м.

Средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре запасов категории С₂ по НЗ (38 % от объема залежи) – 1.8 м, по ВНЗ (9 % от объема залежи) – 1.0м.

Уровень подсчёта принят условно по подошве коллектора, давшего при опробовании приток нефти на абсолютной отметке -2335.34 м (см. Таблицу 3).

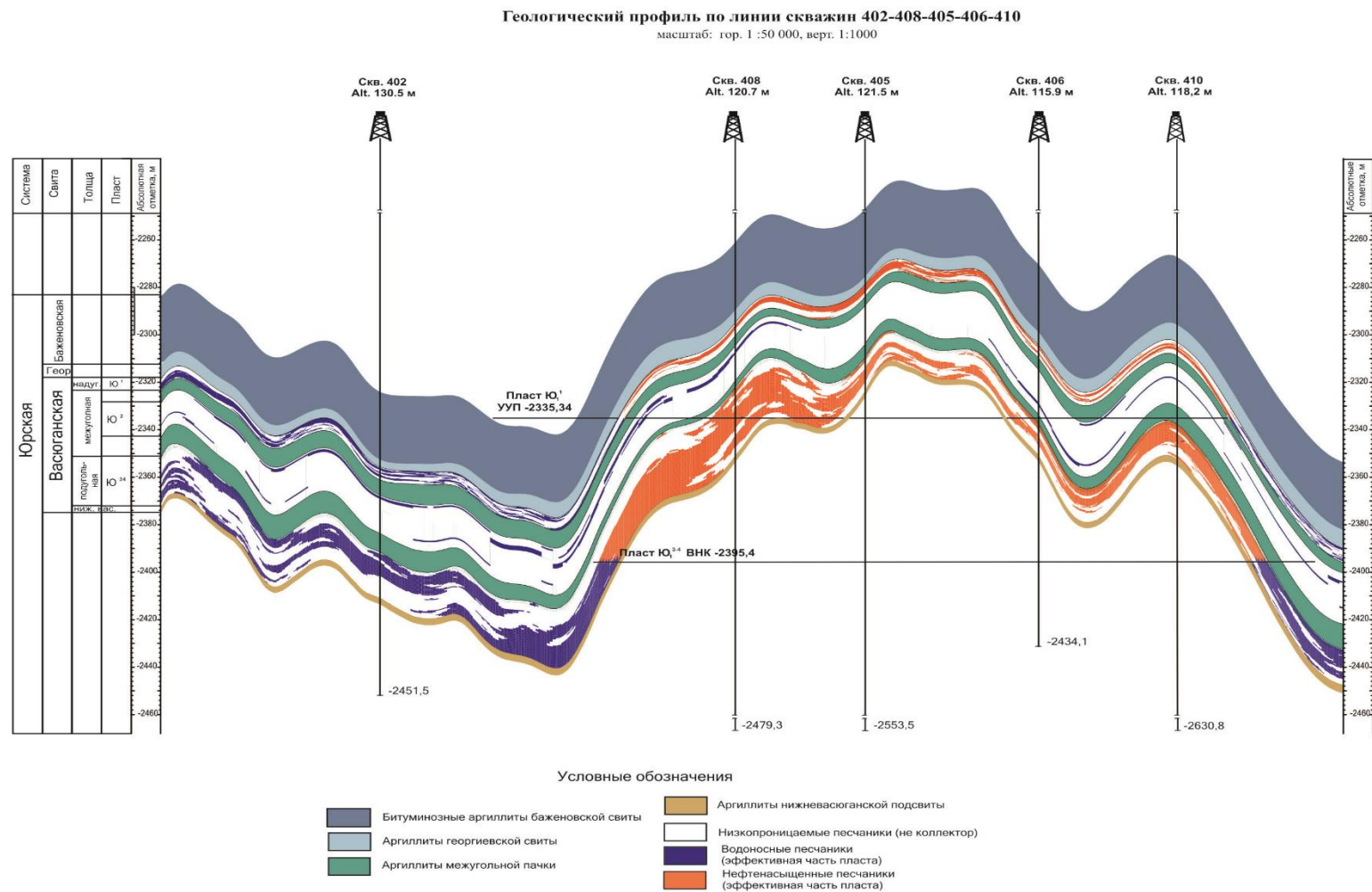


Рисунок 3 - Геологический профиль по линии скважин 410-406-405-408-402

Пласт Ю₁³⁻⁴ развит в пределах всей площади Х поднятия. Прибрежно-морской генезис формирования коллектора и северо-западные тренды зон распределения его эффективных толщин свидетельствуют о значительном участии приливных течений при формировании регрессивного песчаного покрова.

По типу резервуара залежь нефти коллектора Ю₁³⁻⁴ – пластовая, по генетическому типу ловушки – сводовая. Залежь нефти, в качестве самостоятельного объекта, опробована в скважинах № 408 и № 409. В скважине № 410 испытание пласта Ю₁³⁻⁴ проведено совместно с пластом Ю₁¹. Дебит нефти в скважинах № 408 из интервала перфорации 2443-2467 м (а.о. -2322.3 – 2347.3 м) составил 4.77 м³/сут. на динамическом уровне 998 м. В скважине № 409 при опробовании в колонне интервала 2518.3 – 2524.5 м (а.о. -2398.6 – 2395.8 м) на динамическом уровне 1632 м дебиты нефти и воды составили соответственно 0.56 и 0.21 м³/сут.

Размеры залежи: длина – 20.6 км; ширина – 8 км; высота – 104.6 м. Эффективная толщина коллектора изменяется от 19 м (скв. № 408), до 3.9 м в скважине № 407. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам в пределах залежи меняются от 19 до 3.9 м. Коэффициенты литологической расчленённости варьируются в пределах от 2 (скв. № 405) до 6 (скв. № 410). Коэффициент песчанистости изменяется от 0.39 (скв. № 407) до 0.66 (скв. № 408).

Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре запасов категории С₁ по НЗ (20 % от объема залежи) – 11.5 м, по ВНЗ (10 % от объема залежи) – 4.6 м.

Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина в контуре запасов категории С₂ по НЗ (52 % от объема залежи) – 7.8 м, по ВНЗ (18 % от объема залежи) – 4.2 м.

ВНК принят по подошве коллектора, давшего при опробовании приток нефти с водой в скважине № 409 на абсолютной отметке -2395.4 м

Таблица 3 - Характеристика залежей X месторождения

Индекс пласта	Глубина залега-ния пла-ста <u>глу-</u> <u>бина, м</u> а.о., м	Высотное положе-ние ВНК, м	Размер залежи			Пределы / сред-нее значение нефтенасыщен-ной толщины, м	Тип залежи
			дли-на, км	шири-на, км	высо-та, м		
Ю ₁ ¹	<u>2400.2-</u> <u>2491.8</u> 2258.9- 2469.3	-2335.34	17.8	7.06	76.5	0-3.21 / 1.94	пластовая, структурно-литологическая
Ю ₁ ³⁻⁴	<u>2431.3-</u> <u>2542.0</u> 2282.3-	-2395.4	20.6	8	104.6	3.9-19.0 / 8.3	пластовая сводовая

2.4.1 Физико-химические свойства флюида

Исследование физико-химических характеристик флюидов на X месторождении проводилось по глубинным и поверхностным пробам, отобранных из скважин в процессе их испытания. Отбор проб осуществляла Колпашевская нефтегазоразведочная экспедиция производственного геологического объединения «Томскнефтегазгеология», исследования свойств пластовых флюидов были проведены кафедрой химической технологии топлива Томского политехнического университета и ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Анализ физико-химических свойств нефти и ее фракционного состава выполнен в соответствии с ГОСТ 153-39.2-048-2003.

Всего на X месторождении отобрано 3 глубинные пробы нефти из скважин 405, 408, 410, три поверхностные пробы нефти из скважин 411 и 412 и две поверхностные пробы газа из скважины 412. Изученность флюидов по продуктивным пластам представлена в таблице 4.

2.4.2 Описание глубинных и поверхностных проб

Описание глубинных проб.

В скважине 405 отобрана 1 глубинная проба нефти (2 проботборника). Дата взятия пробы 06.03.1988 г. Для отобранной пробы были проведены эксперименты по стандартному и дифференциальному разгазированию.

В скважине 408 была отобрана 1 глубинная проба. Дата отбора 14.06.1991 г. Для отобранной пробы были проведены эксперименты по стандартному и ступенчатому разгазированию. В результате негерметичности проботборника на выходе получили низкие значения газосодержания, объемного коэффициента и высокие значения плотности нефти. Вследствие этого данная глубинная проба является нерепрезентативной и отбракована.

В скважине 410 отобрана одна глубинная проба (3 проботборника) 18.07.2008 г. Для всех исследованных проб были проведены эксперименты по стандартному и ступенчатому разгазированию. Для выявления зависимостей параметров пластовых флюидов от давления для третьей пробы проводилось дифференциальное разгазирование нефти при различных температурах в условиях промысловой подготовки нефти (табл. 3.10). Определение компонентного состава нефти проводили по ГОСТ 13379-82 методом газожидкостной хроматографии. Хроматографический анализ выделившегося газа проводили по ГОСТ 23781-87. Физико-химические свойства газа рассчитывались по данным хроматографического анализа. Полный расчет состава пластовой нефти выполнен методом материального баланса на основе экспериментальных данных компонентного состава нефтяного газа, разгазированной нефти и величины газосодержания. Фракционный состав и физико-химические свойства разгазированных нефтей исследовались по ГОСТ приведенных в отраслевом стандарте ОСТ 153-39.2-048-2003.

Описание поверхностных проб

Из скважины 411 отобрана одна поверхностная проба нефти по пласту Ю₁¹, из скважины 412 отобраны и изучены две поверхностные пробы нефти и одна пробы газа. Исследование физико-химических свойств (плотность, вязкость, температура застывания, массовое содержание воды, механических примесей, серы, асфальто-смолистых веществ, парафинов, фракционный состав,

температура насыщения нефти парафином) поверхностных проб нефти выполнено по методикам, указанным в ОСТ 153-39.2-048-2003 с учетом их обновления. Компонентный состав газа определен по ГОСТ 31371.7-2008 (метод А).

Таблица 4 - Физико-химические свойства проб нефти скважин

	скв. 411	скв. 412	
	Пласт Ю ₁ ¹ 2454.0-2456.,6 м от 21.09.12 г.	Пласт Ю ₁ ¹ 2432.0-2436.5 м от 20.11.12 г.	Пласт Ю ₁ ⁴ 2456.0-2473.0 м от 21.10.12 г.
Условия отбора	на устье при свабировании (гл. 1580 м)	на устье при промывке	на устье
Плотность при 20 °С, г/м ³	859.3	758.5	835.0
Вязкость кинематическая, мм ² /с:			
– при 20 °С	11.08	1.745	4.576
– при 50 °С	4.775	1.133	2.348
Массовое содержание, %:			
– серы	0.276	0.172	0.288
– воды	2.4	< 0.03	0.042
– механических примесей	0.407	< 0.005	0.0057
– асфальтенов	0.97	0.61	1.1
– смол силикагелевых	10.9	4.2	7.3
– парафина	12.6	2.9	3.1
Температура застывания, °С	2.0	–44.0	–18.0
Температура начала кипения, °С	61.0	59.0	49.0
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %			
– до 100 °С	3.0	43.5	4.0
– до 150 °С	13.0	53.0	13.0
– до 200 °С	22.5	60.0	24.0
– до 250 °С	32.0	66.0	37.0
– до 300 °С	43.5		

2.4.3 Свойства пластовых вод

Состав и свойства пластовой воды X месторождения были определены в скважине 406 в 1988 г. и в скважине 409 в 2008 г. по пласту Ю₁³⁻⁴. Минерализация пластовой воды, отобранной в скважине 406, составила 27 г/л, что является низким значением для верхнеюрских отложений. Поэтому за основу были при-

няты результаты анализа пластовой воды, отобранной в скважине 409 (таблица 5).

Химический тип вод хлоридно-кальциевый (по В.А. Сулину). Основные солеобразующие компоненты представлены ионами натрия и калия, хлора, магния, кальция, гидрокарбоната. Общая минерализация пластовой воды составляет 43.2 г/л. По аналогии с месторождениями района с достаточным основанием можно предполагать, что концентрация полезных микрокомпонентов значительно ниже промышленных кондиций и не представляет интереса в качестве источника минерального сырья.

Таблица 5 - Химический состав и физические свойства пластовых вод СКВ № 409

Интервал опробования (м)	Устьевое давление сатич., МПа Статический уровень (м)	Плотность	Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; мг-экв)						
		В стан- дарт- ных. услов.	Ca ^{II}	Mg ^{II}	Cl ^I	SO ₄ ^{II}	NO ₂ ^I	CO ₃ ^{II}	HCO ₃ ^I
2518.5- 2524.5	Ндин. – 1919	1.034	511	742	26942	9.16	нет	<3	945

3. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на X нефтяном месторождении (Томская область)

3.1 Режим разработки и утвержденные технологические решения X нефтяного месторождения

Месторождение разрабатывалось согласно «Технологической схеме разработки X нефтяного месторождения» (протокол ЦКР №106-14 от 18.12.2014 г.). Основные положения проектного документа следующие:

В связи со схожими геолого-физическими характеристиками пластов Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴ рекомендовано объединить их в один объект разработки.

Предусматривается разбуривание объекта методом площадной пятиточечной системой разработки с расстоянием между скважинами 500 м.

Общий фонд скважин будет равен - 255, из них 127 добывающих, 122 нагнетательных и 6 водозаборных;

Фонд скважин для бурения составит -249, из них 121 добывающих, 122 нагнетательных с отработкой на нефть и 6 водозаборных;

Перевод разведочной скважины в добывающий фонд в 2015 году;

ГРП - 248 скв. /опер.;

Накопленная добыча нефти - 10758 тыс.т.;

Достижение КИН - 0,376, Кохв. - 0,788, Квыт. - 0,478;

Плотность сетки скважин - 32,3 га.

По состоянию на 01.06.2015 г. в пределах X месторождения использовался смешанный режим разработке месторождения.

При водонапорном режиме используется энергия гидростатического напора краевых вод, где нефть к забоям скважины из пласта движется под напором краевой воды. При данном режиме, давление воды на нефть происходит снизу.

При газонапорном режиме используется энергия сжатого газа, который заключен в газовой шапке, так же называется, как режим газовой шапки. Под давлением расширяющегося газа, который находится в свободном состоянии, нефть вытесняется к забоям скважин. При данном режиме газ создает давление сверху на нефть.

Основной технологией воздействия на пласт было заводнение, ввод нагнетательных скважин был произведен в 2017 году.

В данной работе рассмотрены пять вариантов разработки месторождения с применением различных плотностей сеток и систем размещения скважин. Поскольку коллектора сложены низкопроницаемыми породами, предусмотрено проведение гидроразрывов пласта.

Для эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин за условия принимается забойное давление на уровне 8 МПа и для моделирования разработки на добывающих скважинах в гидродинамической модели.

При данном режиме эксплуатации скважин разгазирование нефти будет происходить в стволе скважин и призабойной зоне. В гидродинамической модели снижение давления ниже давления насыщения происходит только в ячейках, где размещаются добывающие скважины. При этом пластовое давление будет оставаться намного выше давления насыщения. В период пробной эксплуатации рекомендуется определить оптимальный уровень забойного давления.

При заданном уровне компенсации нагнетательные скважины работают в режиме постоянного забойного давления, которое не превышает 40 МПа. При условии достижения обводнённости продукции 98% и дебита нефти 0,5 т/сут., происходит выбытие добывающих скважин из эксплуатации. При расчетах принят коэффициент эксплуатации скважины – 0,95.

Для уточнения геологического строения, приемистости нагнетательных скважин, продуктивности добывающих скважин, фильтрационно-емкостных и физико-гидродинамических характеристик объекта разработки, степени преры-

вистости пласта, а также состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газа необходимо бурение новых эксплуатационных скважин.

Для технологических расчетов были приняты следующие варианты:

Объект $Ю_1^1 + Ю_1^3 + Ю_1^4$ (Месторождение в целом)

Вариант 1. Рассматривается разбуривание объекта методом площадной пятиточечной разработки с расстояния 500м между скважинами.

– Общий фонд скважин будет равен – 305, из них 155 добывающих, 146 нагнетательных и четыре ликвидированных;

– Фонд скважин для бурения – 292, в т.ч. 146 добывающих и 146 нагнетательных;

– Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда;

– ПСС – 27.1 га.

Карта размещения проектных и пробуренных скважин представлена в графическом приложении П.4.1.

Вариант 2. Рассматривается разбуривание объекта методом площадной пятиточечной разработки с расстояния 600м между скважинами.

– Общий фонд скважин будет равен – 219, из них. 110 добывающих, 105 нагнетательных и четыре ликвидированных;

– Фонд скважин для бурения – 206, в т.ч. 101 добывающая и 105 нагнетательных;

– Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда;

– ПСС – 37.8 га.

Карта размещения проектных и пробуренных скважин представлена в графическом приложении П.4.2.

Вариант 3. Рассматривается разбуривание объекта методом площадной пятиточечной разработки с расстояния 400м между скважинами.

– Общий фонд скважин будет равен– 458, из них. 226 добывающих, 228 нагнетательных и четыре ликвидированных;

- Фонд скважин для бурения – 445, в т.ч. 217 добывающих и 228 нагнетательных;

- Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда;

- ПСС – 18.1 га.

Карта размещения проектных и пробуренных скважин представлена в графическом приложении П.4.3.

Вариант 4. Рассматривается разбуривание объекта методом однорядной системы разработки с расстояния 500м между скважинами.

- Общий фонд скважин будет равен – 309, из них. 162 добывающих, 143 нагнетательных и четыре ликвидированных;

- Фонд скважин для бурения – 296, в т.ч. 153 добывающих и 143 нагнетательных;

- Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда;

- ПСС – 26.8 га.

Карта размещения проектных и пробуренных скважин представлена в графическом приложении П.4.4.

Вариант 5. Рассматривается разбуривание объекта методом трехрядной системы разработки с расстояния 500м между скважинами.

- Общий фонд скважин будет равен – 286, из них. 213 добывающих, 69 нагнетательных и четыре ликвидированных;

- Фонд скважин для бурения – 273, в т.ч. 204 добывающих и 69 нагнетательных;

- Ввод в эксплуатацию шести добывающих скважин, в т.ч. пяти, ожидающих освоения, и одной из контрольного фонда;

Основные исходные данные для расчета вариантов разработки приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные исходные характеристики для расчета вариантов разработки

Характеристика	объект Ю ₁ +Ю ₁ ³ +Ю ₁ ⁴				
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
Режим разработки	ППД	ППД	ППД	ППД	ППД
Продолжение таблицы 6					
Система размещения скважин	5-точечная	5-точечная	5-точечная	Однорядная	Трехрядная
Расстояние между скважинами, м	500	600	400	500	500
Плотность сетки, га/скв	27,1	37,8	18,1	26,8	28,9
Коэф. охвата процессом вытеснения, д. ед	0,724	0,704	0,743	0,709	0,701
Соотнош. доб./нагн. скважин в элементе	1,1	1,1	1,0	1,2	3,1
Критерии отключения доб. скважин					
- обводненность скважин, %	98	98	98	98	98
- дебит нефти миним., т/сут	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Коэффициент использования скважин	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Фонд скважин, всего	305	219	458	309	286
добывающих	159	114	230	166	217
нагнетательных	146	105	228	143	69

3.2 Текущее состояние разработки X нефтяного месторождения

По состоянию на 01.01.2015 г. в пределах X месторождения было пробурено 13 скважин, в т.ч. 5 добывающих, 2 разведочных и 6 поисковых (из них 4 ликвидированы). Анализ распределения скважин объекта Ю₁¹+Ю₁³⁻⁴ по дебитам показал, что 40% фонда работает с дебитом 5-15 т/сут, а 60% фонда работает с дебитом больше 25 т/сут.

В 2012 году была расконсервирована скважина 410р и после проведения ГРП введена в эксплуатацию. Скважина при испытании давала ≈3 м³/сут на среднединамическом уровне ≈1500 м. Проведенный ГРП (закачка 45 тонн пропантанта в пласт Ю₁³⁻⁴) позволил устойчиво добывать на мех. добыче 33 т/сут.

Операция ГРП апробирована как надежная технология воздействия на нефтяной пласт РНМ. Следует отметить, что добыча по скважине №410 прекращена 28.05.15 по причине «клин ЭЦН».

За 2014 год добыто 20.2 тыс. т. нефти, накопленная добыча составила 20.8 тыс. т, что соответствует коэффициенту извлечения нефти равному 0.0007 д.ед.. Согласно «Технологической схеме разработки X нефтяного месторождения» (протокол ЦКР №106-14 от 18.12.2014 г.).

Основной приток нефти идёт с пласта Ю₁¹ с наиболее высокой проницаемостью, самым низким притоком характеризуется пласт Ю₁⁴.

В 2014-2015 году было проведено 5 операции ГРП. Даты проведения, масса проппанта и объём закачанной жидкости отражены в Таблице 7. Основные параметры созданной трещины, согласно оценке ООО «Трайкан Велл Сервис»

Таблица 7 - Краткие сведения о гидроразрыве пласта

Скважина	Дата проведения	Масса проппанта, т		Объём закачанной жидкости, м ³
		Carbo-Lite 20/40	Carbo-Lite RCP 12/18	
583	10.03.14	21	5	52.7
589	22.03.14	88	12	183.4
590	07.03.14	52	8	91.8
595	07.03.14	35	5	61.5
887	02.03.15	43	2	73

Месторождение характеризуется низкой проницаемостью соответственно, скважины без ГРП не работают. ГРП фактически даёт возможность ввести их в промышленную эксплуатацию.

Согласно МЭР добыча началась после проведения ГРП, таким образом, оценить эффект ГРП и сравнить с добычей без ГРП представляется возможным только сравнив дебиты скважин с ГРП с дебитами по скважине № 887, на которой ГРП не проводилось.

Согласно действующей «Технологической схеме разработки X нефтяного месторождения» (протокол ЦКР №106-14 от 18.12.2014 г.) ввод нагнетательных скважин был запланирован и произведен в 2017 году.

3.3 Особенности и эффективность применения гидравлического разрыва пласта

X нефтяное месторождение характеризуется низкими ФЕС, что доказывают результаты гидродинамических исследований. Получение притоков при испытаниях осуществлялось после интенсификации притока путем применения ПАВ и проведения ГРП. [1]

Авторами на основе гидродинамической модели был выполнен расчет варианта разработки без применения методов повышения нефтеотдачи. Технико-экономический анализ показал убыточность данного варианта и то, что КИН не достигает утвержденного значения. Поэтому для осуществления рентабельной эксплуатации X месторождения необходимо применение методов повышения извлечения и интенсификации добычи.

Основной метод воздействия на ПЗП с целью увеличения производительности скважин является гидроразрыв пласта.

При проведении гидроразрыва пласта рассматриваются две цели:

- путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины добиться повышения продуктивности пласта;
- создать высокопроницаемый канал притока, при этом минуя поврежденную призабойную зону пласта.

При планировании гидроразрыва пласта нужно учитывать геологические особенности пласта в зоне каждой скважины. Для этого нужно оптимизировать параметры трещины с экономической и физической точек зрения по каждому из скважин.

На X месторождении предусматривается проведение ГРП на всех добывающих скважинах. Прогнозируется более чем 2-кратное увеличение дебита

после проведения гидроразрыва пласта, освоения и запуска скважин в работу.

3.4 Технология проведения гидравлического разрыва пласта

Технология проведения гидроразрыва пласта состоит из следующих основных этапов:

- нужно рассчитать все параметры ГРП, такие как объемы жидкости разрыва, объемы наполнителя и подаваемой жидкости, а также объемы жидкости-песконосителя;
- проводится подготовка скважины и установка специальных арматур, производится спуск пакера;
- производится установка насосных агрегатов, которые необходимы для проведения гидроразрыва пласта;
- проводится процесс нагнетания жидкости в скважину, с производительностью, превышающей поглотительную способность скважины в три раза;
- после того, как произведен разрыв пласта, в скважины подается жидкость-песконоситель;
- после окончания подачи жидкости-песконосителя, в скважину подается для продавки жидкости-песконосителя в пласт, продавочная жидкость.

Для понижения фильтрующих свойств и повышения расклинивающего эффекта, увеличивают вязкость жидкостей разрыва с помощью различных загустителей, а также используют жидкости, не отличающиеся от пластовых.

Жидкость–песконоситель должна обладать свойством удерживать закрепляющий трещину агент во взвешенном состоянии и хорошо проникать в пласт, для этого используют для этих целей вязкие жидкости – нефть, эмульсию, сульфит – спиртовую барду.

Продавочные жидкости обеспечивают удаление избытка из НКТ и продавку жидкости-песконосителя в пласт.

На X нефтяном месторождении ГРП производилось подрядной организацией ООО «Трайкан Велл Сервис». При ГРП применялся искусственный песок – проппант [2].

3.4.1 Наземные операции при проведении ГРП

Перед началом поведения работ по гидроразрыву пласта завозят необходимое оборудование (две емкости объемом 50 м³, которые заполняют пресной водой).

Для проведения гидроразрыва пласта используют следующее оборудование:

- четыре насосных агрегата;
- смеситель;
- блок манифольда;
- песковоз;
- станция контроля;
- АДПН.

После расстановки оборудования производят работы по приготовлению рабочей жидкости. Рабочей жидкостью является гель на нефтяной или водной основе, который готовится непосредственно перед началом ГРП в емкостях общим объемом 80 – 120 м³. В процессе подготовки геля жидкость циркулирует через пескосмесительный агрегат, на котором смонтированы центробежные насосы и по две системы подачи сухих и жидких химикатов. Последовательно вводятся химреагенты:

- САТ-НС-2 – геллянт – 6 – 8 л/м³;
- САТ-НС-Акт – активатор – 4 – 5 л/м³;
- НГА-В – брейкер – 1,2 кг/м³.

Весь процесс замешивания занимает около 1 часа. Готовый гель имеет плотность базовой жидкости и вязкость 150 - 350 кПа*с.

Перед началом работ по гидроразрыву пласта необходимо провести инструктаж персонала, проверить готовность техники и рабочих жидкостей, а также произвести опрессовку манифольда [2].

Все насосные агрегаты управляются оператором из станции контроля. (Рисунок 4)



Рисунок 4 - Операторная ООО «Трайкан Велл Сервис»

Управление подачей проппанта производится компьютером пескосмесительного агрегата. В станцию контроля на центральный процессор по шести каналам передаются следующие параметры ГРП:

- давление на НКТ;
- давление на затрубье;
- скорость потока жидкости;
- концентрация проппанта;
- расход кросслинкера;
- подача проппанта.

Процесс гидравлического разрыва пласта состоит из следующих последовательных этапов:

1. Закачка в скважину жидкости разрыва для создания трещин: увеличивая темпы нагнетания жидкости, снимает зависимость расхода

жидкости от давления, по которой определяют момент расслоения пласта, и ожидаемое давление нагнетания песчано-жидкостной смеси.

Если коэффициент приемистости (отношение расхода жидкости к давлению нагнетания) при максимальном расходе жидкости возрастет не менее чем в 3-4 раза по сравнению с коэффициентом приемистости при работе одного насосного агрегата на низшей скорости, то в пласте образованы трещины и можно приступать к закачке жидкости–песконосителя с проппантом.

В том случае, если даже при максимально возможных темпах нагнетания жидкости разрыв не был зафиксирован, то процесс будет повторен уже с применением жидкостей повышенной вязкости. Схема развития трещины представлена на рисунке 5.

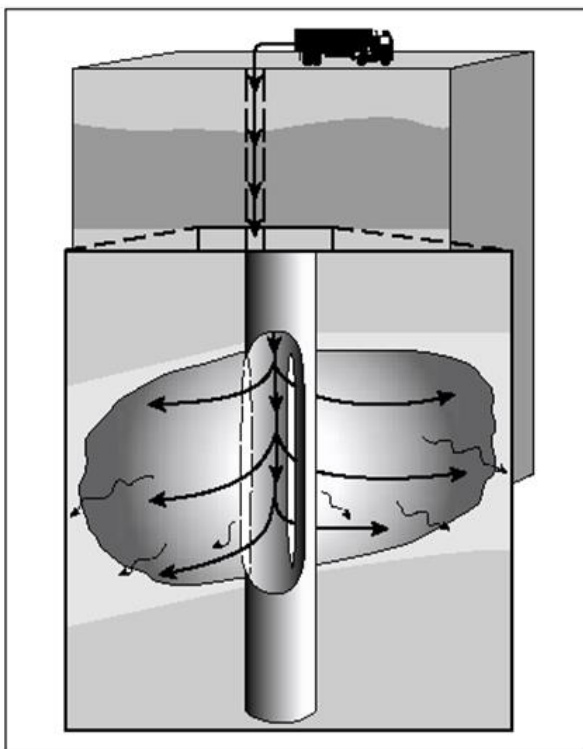


Рисунок 5 - Схема развития трещины в поперечном разрезе.

После установления факта разрыва пласта с целью дальнейшего развития трещин и облегчения ввода песка в них рекомендуется перед жидкостью–песконосителем в скважину закачивать 3–4 м³ слабофильтрующей жидкости повышенной вязкости;

2. Закачка жидкости–песконосителя: закачка жидкости с проппантом в образовавшиеся трещины производится при максимально возможных темпах нагнетания. Объемная скорость закачки жидкости–песконосителя должна быть не ниже объемной скорости, при которой зафиксирован разрыв пласта. Схема закачки проппанта в трещину представлена на рисунке 6.

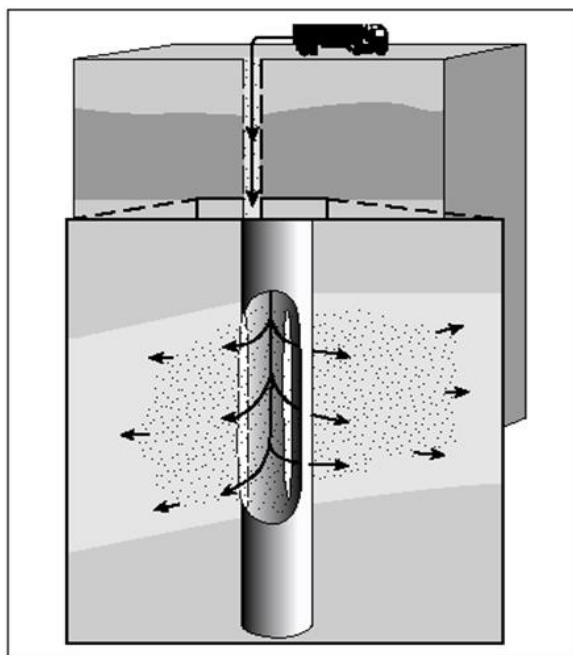


Рисунок 6 - Закачка проппанта в трещину.

3. Закачка продавочной жидкости для продавки проппанта в пласт. Продавочная жидкость нагнетается непосредственно за проппанто–жидкостной смесью без снижения темпов закачки. Объем продавочной жидкости должен быть равным или больше объема колонны труб, по которой происходило нагнетание смеси проппанта с жидкостью.

После продавки проппанта в пласт и остановки агрегатов скважину закрывают.

3.4.2 Оборудование, применяемое для ГРП

На Останинской группе месторождений одним из предприятий, производящим гидроразрыв пласта, является ООО «Трайкан Велл Сервис». Компания «Трайкан Велл Сервис» разработала и создала флот оборудования для гидроразрыва пласта, которое отвечает всем требованиям и особенностям

регионов, в которых оно применяется. В оборудовании используются самые современные электронные технологии, двигатели и насосные установки, обеспечивающие его надежность и эффективность в осуществлении обработок согласно дизайну. В комплект оборудования для производства ГРП входят:

Комбинированная установка для гидроразрыва пласта.

Установка идеально подходит для многоступенчатого гидроразрыва пласта, в котором одна бригада по ГРП проводит несколько гидроразрывов за один день. В отличие от традиционных установок для гидроразрыва комбинированная установка позволяет снизить расходы благодаря повышенной эффективности оборудования и всех связанных с ним услуг по выполнению операции. Установка почти не оказывает никакого воздействия на окружающую среду и не оставляет жидких отходов. [2]

Характеристики гидравлического пятиплунжерного насоса:

- До 4,25 м³/мин;
- Двигатель серии 2000 Detroit 1500 л.с. V-16;
- 7-скоростная трансмиссия Allison серии 9800;
- Автоматическая система регулирования подачи проппанта и химических добавок Stewart&Stevenson;
- Боковой шнек для подачи проппанта;
- Включает выкидную линию;
- Идеально подходит для выполнения нескольких работ в день.

Мобильный центр сбора и обработки данных (Станция контроля ГРП)

Станции контроля ГРП компании «Трайкан Велл Сервис» позволяют инженерам отслеживать выполнение работ в режиме реального времени. Благодаря спутниковой, сотовой и факсимильным системам, анализу мини-ГРП, лабораторного оборудования для тестирования геля, а также создание дизайна гидроразрыва в реальном времени все данные могут быть проанализированы на месте или отправлены в офис компании Трайкан или нашего заказчика, так как отслеживание хода работ осуществляется по спутниковой

связи. На станции используется встроенная система управления, контролирующая все оборудование на месте:

- Спутниковые, сотовые и факсимильные системы;
- Программное обеспечение для создания дизайна гидроразрыва пласта в реальном времени;
- Лаборатория контроля качества;
- Станция сбора и обработки данных с современными панелями дистанционного управления для максимума 24 насосов, 2 смесителей и 2 установок жидких химических добавок;
- Несколько настраиваемых компьютерных дисплеев для заказчика с функцией анализа производительности;
- Программное обеспечение для анализа мини-ГРП;
- Питание от автономного источника или промышленной сети.

Насосно-смесительные установки (Блендеры)

Смесители используются для смешивания сухих химических добавок, химических реагентов и жидкостей для создания необходимой смеси для гидроразрыва на месте работы. Характеристики Блендера STL 70 (кабина + прицеп):

- Концентрация проппанта до 2 000 кг/м³;
- Скорость потока до 11 м³/мин;
- Скорость подачи проппанта до 9 000 кг/мин через 2 шнека размером 305 мм;
- Радиоплотномер (Texas Nuclear);
- Турбинный и магнитный расходомер для измерения скорости потока чистой жидкости и смеси;
- Дистанционное управление и отслеживание скорости подачи хим.добавок / концентрации и дозирования проппанта;
- Встроенная система управления в станциях контроля и станции химических добавок;

- Кабина оператора с климат – контролем.

Насосные установки

Низкопрофильная конструкция насосной установки для гидроразрыва компании «Трайкан Велл Сервис» стала первой в своем роде в мире. На этих установках используются самые современные двигатели, трансмиссии, электроника, пяти- и трехплунжерные насосы для обеспечения гарантии надежности и маневренности при работе. Эти установки легки в обслуживании и намного более эффективны, чем насосные установки для гидроразрыва предыдущего поколения. Характеристика насосной установки для гидроразрыва 1000-2500 л.с.:

- Многообразные трех- и пятиплунжерные насосы, предназначенные для использования с широким спектром показателей скорости и давления;
- Дистанционное управление скоростями и давлением;
- Комплектация для арктического климата: дизельный и гидравлический прогрев для запуска в суровых климатических условиях;
- Электронный контроль избыточного давления;
- Универсальные аварийные системы отключения.

Установки для добавки химических реагентов

Установки для химических реагентов используются для регулирования и контроля подачи химических реагентов в режиме работы и сконструированы для того чтобы жидкости для гидроразрыва соответствовали всем необходимым требованиям: [2]

- Способность перевозить 12 емкостей с жидкими химическими реагентами;
- Возможность перекачки всех химических реагентов;
- Полностью закрытое, обогреваемое место для хранения химических реагентов;

- 5-8 насосов для жидких добавок;
- 5-8 массовых расходомеров для химических реагентов;
- Автоматический контроль подачи от 6 до 12 видов химических реагентов.

Высокоскоростная установка нагрева воды АДПМ, модель STA 1900 кВт (только для России)

- Установка устанавливается на прицеп. (немецкое производство);
- Тепловая мощность составляет 1900 кВт;
- Нагревание 50м³ от +20°C до +40°C за 45 минут (при температуре окружающей среды –25°C);
- Изолированная автономная установка с высоким КПД;
- Полностью электрическая установка (генератор 90 кВт);
- Избыточная электроэнергия может использоваться для резервного источника питания для других установок на месте работ;
- Экологически безопасная установка;
- Низкое потребление дизельного топлива, полное сгорание;
- Автоматизация для простоты управления;
- Топливный бак емкостью 6000л. для максимизации производительности в отдаленных местах работы. [2]

3.4.3 Жидкости разрыва и расклинивающий агент, применяемые при гидравлическом разрыве пласта

При проведении гидравлического разрыва пласта применяют жидкости, обладающие разнообразными физическими параметрами.

Стандартные операции по гидроразрыву пласта требуют, чтобы жидкость имела высокую вязкость, что способствует созданию трещины в резервуаре и попаданию проппанта в эту трещину. После размещения проппанта вязкая жидкость должна вернуться в состояние с низкой вязкостью, чтобы она могла выйти из скважины, оставив проппант в трещине.

Все более часто в резервуарах с низкой проницаемостью (которые называют нетрадиционными резервуарами) проводятся обработки с использованием невязкого реагента на водной основе. При проведении работ с данными реагентами на водной основе, они способны нести проппант без необходимости в загустителях, что приводит к более низким затратам и снижению потенциальных повреждений пласта.

Для ГРП на X месторождение в качестве рабочей жидкости используют водный или нефтяной гель, который готовят перед началом мероприятия в технологических емкостях. При подготовке геля жидкость циркулирует через пескосмесительный агрегат, на котором смонтированы центробежные насосы и по две системы подачи сухих и жидких химикатов.

Для приготовления жидкости на углеводородной основе последовательно вводятся следующие химреагенты:

- неэмульгатор;
- стабилизатор глин;
- САТ-НС-2 геллянт – 6-8 л/м³;
- САТ-НС-Акт активатор – 4-5 л/м³;
- брейкер HGA-B – 1,2 кг/м³.

Готовый гель имеет плотность базовой жидкости 1,0 г/см, рН = 7, вязкость – более 400 сПз [3].

Характеристика химреагентов, применяемых для подготовки жидкостей разрыва:

1. WGA-1 (гидроксипропилгуаровый загеливающий агент).

Представляет собой загеливающий агент гидроксипропилгуара, который самогидратируется для облегчения использования при высоких показателях вязкости. Продукт WGA-1 улучшает реологические свойства жидкости, повышая вязкость жидкости для гидроразрыва. Повышенная вязкость даёт возможность создавать более широкие трещины, изменяют скорость движения жидкости и способствуют лучшему залеганию проппанта. Вязкая фаза имеет пониженную способность к фильтрации в пласт. Повышенная вязкость снижа-

ет необходимую мощность путём понижения числа Рейнольдса жидкости проходящей через трубы. В вязких жидкостях, загеленных с помощью WGA-1, расклинивающий агент переносится дальше от ствола скважины, увеличивая радиус дренирования. Вероятность выпадения песка снижается, а проводимость трещины повышается за счёт того, что вязкость снижает уровень осаждения песка под действием силы тяжести, как во время закачки так и после неё. Поэтому расклинивающий агент более равномерно распределяется в трещине разрыва. WGA-1 стабилизирует пену, когда добавляется в концентрации 20-50 фунт/Мгал (2,4-6,0 г/л). Он усиливает тонкую водную плёнку вокруг пузырьков азота, снижая вероятность их распада;

2. BXL-10.0C (боратовый сшиватель для загеливающих агентов WGA).

BXL-10.0C является агентом на основе гуара, легко образующим поперечные связи в водных гелевых системах. Сшитые системы гуара обладают высокой вязкостью, которая позволяет очень эффективно переносить песок.

В результате, увеличивающаяся толщина разрыва позволяет получить большие концентрации песка, а сниженная водоотдача позволяет увеличить длину трещины;

3. WGB-2 (окисляющий брекер геля).

Продукт WGB-2 уменьшает вязкость желатинизированных жидкостей. Он представляет собой окисляющий брекер, который доводит вязкость геля, образованного из жидкости под воздействием гуара, до величины, слегка превышающей вязкость воды;

4. NE-201 (деэмульгатор, неионогенное ПАВ).

Продукт NE-201 представляет собой нонилфенольную смолу с дополнительными поверхностно-активными веществами для ускорения отрыва воды от нефти. Будучи неионогенным, он производит водосмачивание породы. Наличие слоя нефти в зоне проницаемости уменьшает пропускную способность сквозь пласт. Тот факт, что NE-201 сохраняет породу водосмачиваемой улучшает течение углеводородов;

5. HGA-38.

Правильно подобранный нефтяной гель, представляет собой отличную альтернативу водным гелям там, где имеются водочувствительные пласты или предполагается возможная чувствительность к воде. Нефтяной гель может переносить в трещину высокие концентрации проппанта с вязкостью, сравнимой с лучшими загеленными водными системами.

HGA-38 эффективно и быстро загеливает большинство углеводородных жидкостей включая дизельное топливо, сырую нефть, конденсат, спирты и керосин. Гель образуется быстро и его вязкость обладает рядом преимуществ по сравнению с лучшими сшитыми системами для гидроразрыва на водной основе. Гели с HGA-38 являются стабильными в широком диапазоне забойных температур как высоких, так и низких;

6. CAT-НС-2 (желатинизирующий агент для углеводородов).

CAT-НС-2 является продуктом на основе эфира фосфорной кислоты, который в сочетании с совместимыми активаторами эффективно и быстро загеливает большинство углеводородных жидкостей. Гели с CAT-НС-2 являются стабильными в диапазоне забойных температур от 60 °C до 150 °C;

7. CAT-НС-Act.

CAT-НС-Act является химреагентом для загеливания нефти. CAT-НС-Act рекомендуется использовать в сочетании с CAT-НС-2 для загеливания сырой нефти. Углеводородные гели являются очень эффективным средством для использования в водочувствительных пластах;

8. HGA-B (брекер геля для жидкостей гидроразрыва).

Некоторые пласты настолько чувствительны к воде, что даже полимерные стабилизаторы глин и хлористый калий не в состоянии предотвратить разбухание глин и миграция мельчайших частиц. Результаты лабораторных исследований и опыт работ на месторождениях доказали, что в чувствительных к воде породах можно достичь хорошей результативности гидроразрыва, если в качестве рабочих жидкостей использовать жидкости на нефтяной основе. При проведении гидроразрыва на основе нефти химическая система

CAT-НС-2 и CAT-НС-Act демонстрирует отличные реологические свойства, превосходно способствует переносу проппанта, не оказывает неблагоприятного воздействия на глины, а вязкость этой системы легко понижается с помощью брекера HGA-B.

Продукт HGA-B представляет собой легко сыплющийся порошок белого цвета, который безупречно понижает вязкость гелей, созданных на основе CAT-НС-2 и CAT-НС-Act[3].

При проведении ГРП на X площади компанией ООО «Трайкан Велл Сервис» используется проппант Carbo-Lite 20/40. Его физические характеристики представлены в таблице 8 [2].

Таблица 8 - Физические свойства проппанта Carbo-Lite 20/40

Насыпная плотность, кг/м ³	1620
Удельный вес, кг/м ³	2,71
Растворимость в смеси 12/3 HCl/HF, % потери веса	1,7
Разрушение зёрен при вдавливании 44 МПа., %	4,3
Разрушение зёрен при вдавливании 60 МПа., %	8,3
Проницаемость при перепаде давления 65 МПа., м ²	3,4*10 ⁻¹⁰
Округлость зёрен	0,9
Сферичность	0,9
Химический состав, %	
Al ₂ O ₃	51
SiO ₂	45
Другие	4
Размеры зерен	1,4 - 1,8мм
Максимальное давление использования	90 МПа.

Carbo-Lite сочетает в себе низкую объёмную плотность с высокой прочностью частиц, что обеспечивает отличную пропускную способность трещины в скважинах с пластовым давлением до 47 МПа (по исследованиям RP56 API). В связи с низкой стоимостью этого типа проппанта, можно спроектировать об-

работку скважины с максимальной отдачей капиталовложений. Кроме закрепляющего материала, при проведении ГРП, для приготовления жидкости разрыва и жидкости песконосителя используются различные химреагенты: гелеобразователи, активаторы, деструкторы и поверхностно-активные вещества. Для каждого типа жидкости (на водной или углеводородной основе), применяется свой набор химических реагентов, своя технология приготовления геля и свой порядок ввода реагентов в раствор.

3.5 Расчет основных параметров ГРП

Расчет параметров при гидравлическом разрыве пласта достаточно сложная задача, состоящая из двух частей:

- рассчитать основные характеристики процесса и выбрать необходимое количество техники для его проведения;
- определить виды трещин и рассчитать ее размеры.

В качестве расклинивающего агента будем использовать проппант с диаметром частиц 1,4-1,8 мм. Целесообразно применять керамический проппант с покрытием отверждаемой смолой, для уменьшения возврата проппанта из трещины в процессе проведения работы.

Содержание проппанта в жидкости разрыва определяется ее вязкостью и темпом закачки.

$$C_{\text{пр}} = 500 \text{ кг/м}^3, \text{ концентрация смеси.}$$

Данные для расчета основных параметров гидравлического пласта возьмем из таблицы 9.

Таблица 9 - Данные для расчета основных параметров ГРП.

Скв.	Эксплуат. объект	H; м	h; м	Q _н ; т/сут	Q _в ; т/сут	Q _ж ; т/сут	P _{пл} ; МПа	K _п ; м ⁻²	D _{скв} ; м
887	Ю ₁ ³⁻⁴	2850	7	8	0	8	25	0,8*10 ⁻¹⁰	0,145

- 1) Для начала определяем давление разрыва по формуле:

$$P_p = P_{вг} - P_{пл} + 6_p, \quad (1)$$

где $P_{вг}$ - вертикальное горное давление

$P_{пл}$ - пластовое давление

6_p – сопротивление горной породы на разрыв, $6_p = 1,5-3,5$ МПа.

$$P_{вг} = H * \rho_n * g, \quad (2)$$

где H - глубина залегания продуктивного пласта:

ρ_n - средняя плотность вышележащих пород: $\rho_n = 2300$ кг/м³:

g - Ускорение свободного падения

$$P_{вг} = 2850 * 2300 * 9,81 = 64,3 \text{ МПа},$$

тогда P_p будем иметь:

$$P_p = 64,3 - 25 + 2 = 41,3 \text{ МПа}.$$

2) Необходимое забойное давление найдем по формуле:

$$P_{заб} = P_p * a, \quad (3)$$

где a - необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва $a = 1,2-1,4$

$$P_{заб} = 41,3 * 1,2 = 49,5 \text{ МПа},$$

3) Отсюда определим давление на устье скважины, которое необходимо создать для осуществления процесса ГРП.

$$P_y = P_{заб} - P_{ст} + P_{тр}, \quad (4)$$

Статическое давление определяется по формуле:

$$P_{ст} = \rho_{см} * g * H, \quad (5)$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси равна;

$$\rho_{см} = (\rho_{пр} - \rho_{ж}) * C + \rho_{ж} = (2100 - 960) * 0,19 + 960 = 1177 \text{ кг/м}^3$$

где $C = C_{пр} / (C_{пр} + \rho_p) = 500 / (500 + 200) = 0,19$

$$\text{Тогда, } P_{\text{ст}} = 1177 * 9,8 * 2850 = 32,9 \text{ МПа}$$

По методу Желтова Ю.П. определяем давление на трение:

$$P_{\text{тр}} = 1,52 * Y * ((16 * Q^2 * H) / (6.28 * d^5)) * h \quad (6)$$

где Y - коэффициент гидравлического сопротивления;

d - диаметр насосно компрессорных труб,

$$d = 59 \text{ мм} = 0.059 \text{ м.}$$

$Y = 0,3164 / \sqrt{Re}$, для турбулентного режима, $Re > 1530$

$Y = 64 / Re$, для ламинарного режима $.Re \leq 1530$

$$Re = (4 * Q * \rho_{\text{см}}) / (3,14 * d * M_{\text{см}}), \quad (7)$$

Вязкость смеси равна:

$$M_{\text{см}} = M_{\text{ж}} * e^{(3,18 * C)} = 200 * e^{(3,18 * 0,19)} = 366 \text{ мПа} * \text{с}$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re = 4 * 30 * 10^{-3} * 1177 / (3,14 * 0,059 * 0,366) = 2082 > 1530,$$

$$\text{тогда } Y = 0,3164 / \sqrt{2082} = 0,007$$

По формуле (6) определим:

$$P_{\text{тр}} = 1,52 * 7 * 10^{-9} * 16 * 30^2 * 1177 * 2850 / 2 * 3,14^2 * 0,059^5 = 26 \text{ МПа}$$

Подставляя значения $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{ст}}$ и $P_{\text{тр}}$ в формулу (7), получим значение устьевого давления:

$$P_y = 49,5 - 32,9 + 26 = 42,6 \text{ МПа,}$$

- 4) Определим общий объем закачиваемой жидкости и продолжительность процесса гидравлического разрыва пласта:

$$U_{\text{жр}} = 5 \text{ м}^3$$

Объем жидкости пропантоносителя определяем из соотношения

$$U_{ж.пр} = G_{пр} / C_{пр} = 45000 * 10^3 / 500 = 192 \text{ м}^3,$$

где $G_{пр}$ - количество пропанта, кг;

$C_{пр}$ – концентрация пропанта, кг;

Объем продавочной жидкости принимаем на 20-30% больше, чем объем колонны труб, по которой закачивают жидкость с пропантом.

$$U_{пр} = (K * 3,14 * d^2 * H) / 4, \quad (8)$$

где $K = 1,3$ - коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб.

$$U_{пр} = (1,3 * 3,14 * 0,059^2 * 2850) / 4 = 10,1 \text{ м}^3,$$

Тогда общий объем закачиваемой жидкости линейный гель, сшитый гель будет:

$$V_{ж} = V_{л} + V_{сш} = 23,1 + 169,5 = 192,6 \text{ м}^3,$$

Общую продолжительность процесса ГРП определяют из соотношения:

$$t = V_{ж} / Q = 36 / 30 * 10^{-3} = 1200 \text{ с} = 35 \text{ мин.}$$

- 5) Определим технологическую эффективность запроектированных и рассчитанных гидроразрывов:

Для этого сначала определим радиус трещины проведенного ГРП:

$$r_{тр} = ((V_{жр} * E) / (5,6 * (1 - \nu) * h * (P_{заб} - P_p))), \quad (9)$$

где $V_{жр}$ - объем жидкости,

E - модуль упругости, $E = 10^{10}$ Па;

ν – коэффициент Пуассона, $\nu = 0,3$

$$r_{тр} = (36 * 10^{10}) / (5,6 * (1 - 0,3) * 7 * (49,5 - 26)) = 56 \text{ м},$$

6) Далее определяем ширину трещины по формуле:

$$w = 4 * (1-v) * r_{тр} * (P_{заб}-P_p)/e, \quad (10)$$

$$w=(4*(1-0,3)*56*(49,5-26)/e = 0,16 \text{ м}$$

Пропант распространяясь в трещины не заполняет ее полную длину, а проходит на 90% ее длины.

$$r_{тр} = 56*0,9=50,4\text{м.}$$

Определим остаточную ширину трещины:

$$W_{ост} = w * C / (1 - \eta), \quad (11)$$

где w - пористость трещины.

При закачке пропанта с размером частиц 1,4-1,8 мм, пористость трещины равна 0,3.

$$W_{ост} = 0,16 * 0,3 / (1 - 0,3) = 0,043 \text{ м.}$$

Проницаемость таких трещин определяется по формуле:

$$K_{тр} = w^{2/12}, \quad (12)$$

$$K_{тр} = 0,15 * 10^{-3} \text{ м}^2,$$

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта, то проницаемость призабойной зоны скважин в радиусе распространения трещин будет:

$$K_{пз} = (K_p * h + K_{тр} * w) / (h + w), \quad (13)$$

$$K_{пз} = (0,8 * 10^{-10} * 7 + 1,5 * 10^{-4} * 0,043) / 7,043 = 9,2 * 10^{-7} \text{ м}^2$$

$$K_{пз} / K_p = 9,2 * 10^{-7} / 0,8 * 10^{-10} = 1150 \text{ раз,}$$

Отсюда следует, что после создания трещины в ПЗП ее проницаемость увеличится в тысячу раз.

Таким образом, после проведения ГРП ожидается более чем четырехкратное увеличение дебита скважин. Полученные значения показателей гидроразрыва пласта после расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Результаты расчета показателей процесса гидроразрыва пласта

N скв	P _p , МПа	P _y , МПа	V _{жр} м ³	G _{пр} м	C _{пр} , кг/м ³	U _{пр} м ³	Q, л/с	T мин	R _{гп} м	K _{гп} м ²	Э* дах/О	K _{пз} м ²	Овах.х. т/сут.
887	45	42,6	25	10	500	10,1	35	20	50,4	1,5* 10 ⁻⁴	4,4	9,2* 10 ⁻⁷	35,2

3.6 Освоение скважин после ГРП

По окончании распределения давления скважина разгерметизируется (если имеется избыточное буферное давление – скважина предварительно глушится) и извлекаются НКТ с пакером. Вызов притока предпочтительнее производить путем свабирования, но при отсутствии соответствующего оборудования, может производиться глубинными насосами или компрессором.

Спустив в скважину глубинно-насосное оборудование, бригада КРС выполняет полный комплекс заключительных работ – монтаж устьевого оборудования, демонтаж подъемного агрегата, уборка рабочей площадки и сдача скважины заказчику.

Одновременно со сдачей скважины заказчику передаются документы по ГРП: акт, картограммы процесса, описание работ и пр.

3.7 Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта на X месторождение

По результатам анализа эффективности ГРП средний прирост дебита нефти составил 35,5 т/сут, а жидкости 45 т/сут, при этом обводненность возрастет на 5%. За счет возрастания среднего времени работы скважины за месяц в 2,9 раз, удалось достигнуть результата увеличения месячной добычи нефти в 25,1 раза. По результатам анализа эффективности ГРП средний прирост дебита нефти составил 35,5 т/сут, а жидкости 45 т/сут, при этом обводненность возрастет на 5%.

Проведенной обработке по характеру эффекта можно разбить на 2 группы. В первой группе скважины, практически не давшие притока до ГРП № 887 куста №1. Геологический разрез скважины представляется только нефтенасыщенными пропластками незначительной толщины. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 7,2 м до 9,2 м. Пласт представляется одним или двумя пропластками, расчленённость 1,667. Средняя проницаемость коллектора первой группы скважин равна $14 \cdot 10^{-15}$ м². Пористость равна 18,2%. Средний дебит жидкости после проведения ГРП порядка 1,2 т/сут, обводнённость 0%. [3]

Во второй группе скважины, значительно увеличившие дебиты жидкости. В разрезе этих скважин нефтяные, водонефтяные и чисто водоносные пропластки. Средняя величина нефтесодержащих пропластков 9,1 метров, проницаемость $19 \cdot 10^{-15}$ м². Дебиты жидкости по этой группе скважин достигали от 42 т/сут (6 т/сут до ГРП) до 106,2 т/сут (8 т/сут до ГРП). Обводнённость продукции по скважине увеличивалась сразу же после ГРП с 17 до 33%, снижалась в процессе эксплуатации до 11 %.

Наибольший эффект от применения ГРП по пласту получен по скважине № 595 куста №1. Расположена скважина в чистой нефтяной зоне. Геологический разрез нижней части продуктивного интервала представлен чередованием

пяти тонких продуктивных нефтяных и водонефтяных пропластков. В верхней части разреза вскрыт пятиметровый высокопроницаемый пропласток. [4]

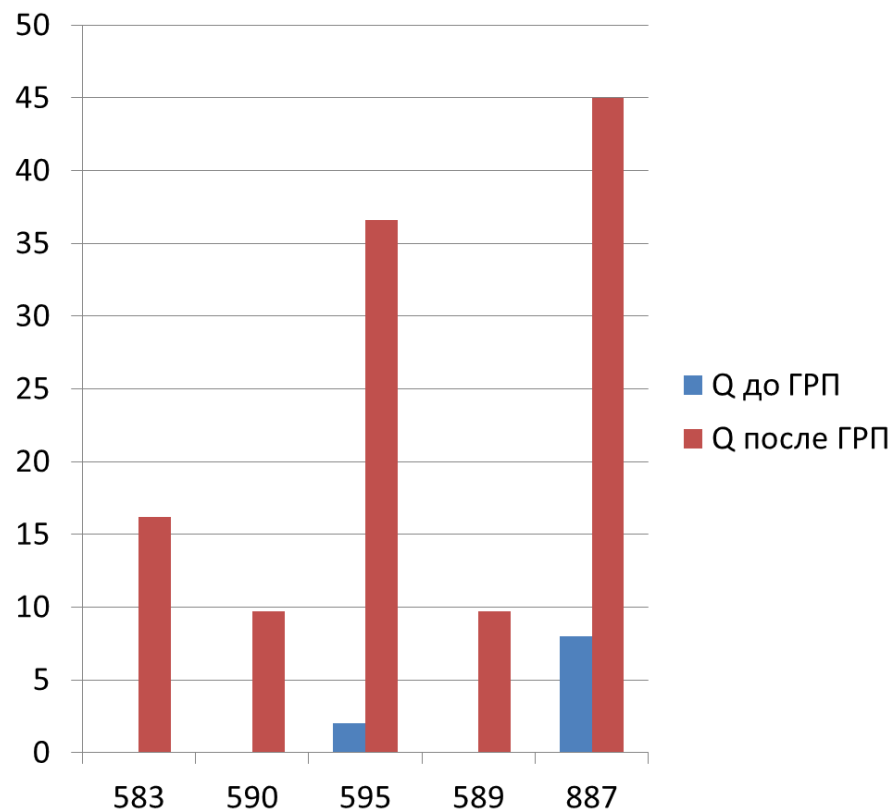
По результатам промыслово – геофизических исследований, при наличии в кровельной части высокопроницаемых мощных пропластков, нижняя часть, представленная чередованием, не подключается в разработку. Проведение ГРП позволило получить приток со всего разреза. В целом дополнительная добыча от проведения ГРП 53,79 тыс.т. По прогнозам продолжительность эффекта 4 года.

Эффект от ГРП в нефтяных скважинах ОАО "Томскгазпром" на X месторождении за март 2015 года, представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Эффект от ГРП в нефтяных скважинах X месторождения за март 2015 года

№ скв.	Куст	Пласт	Дата ГРП	Подрядчик	Закачено проппанта, т	Сп. Эксп.	Кпад	без ГРП		с ГРП		Дополнительная добыча, тыс. т.		
								Ср.сут дебит нефти, т/сут	Кол-во раб. часов	Ср.сут дебит нефти, т/сут	Кол-во раб. часов	за месяц	с начала года	с проведения ГРП
410		Ю1-3+4	24.01.2012	Trican	45	ЭЦН	0,97	5,6	167	13,9	692	0,430	0,986	1,555
583	1	Ю1-1	10.03.2014	Trican	26	ЭЦН	0,97	0,0	0	16,2	336	0,502	1,527	6,103
589	1	Ю1-1+Ю1-3+4	22.03.2014	Trican	100	ЭЦН	0,97	0,0	0	9,7	215	0,301	0,888	4,102
590	1	Ю1-4	07.03.2014	Trican	60	ЭЦН	1	0,0	0	5,5	203	0,050	0,050	0,210
590	1	Ю1-1	13.03.2015	Trican	30	ЭЦН	1	0,0	0	38,9	203	0,358	0,358	0,358
595	1	Ю1-1	07.03.2014	Trican	40	ЭЦН	0,97	2	134	36,6	719	1,134	3,436	15,507
887	1	Ю1-1	24.02.2015	Trican	45	ЭЦН	1	1,2	63	45,1	727	0,654	0,654	0,654
ИТОГО												30,310	75,136	863,717

Эффект от ГРП в нефтяных скважинах X месторождения за март 2015 года
отражены в диаграмме 1



№ СКВ	Q до ГРП м³	Q после ГРП м³
583	0	16,2
590	0	9,7
595	2	36,6
589	0	9,7
887	8	45

Диаграмма 1 - Эффект от ГРП в нефтяных скважинах X месторождения за март 2015 год.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Глава 4: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» исключена, так как содержит коммерческую тайну.

4.1 Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на X нефтяном месторождении, анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Раздел 4.1: «Обоснование экономической эффективности проведения ГРП на X нефтяном месторождении, анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели» исключен, так как содержит коммерческую тайну.

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Раздел 4.2: «Расчет показателей экономической эффективности мероприятия» исключен, так как содержит коммерческую тайну

4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Раздел 4.3: «Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям» исключен, так как содержит коммерческую тайну.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение:

1. При проведении ГРП увеличивается добыча нефти, которая приводит к росту производительности труда и увеличению фондоотдачи. И дополнительная прибыль предприятия за счет снижения постоянных затрат без учета затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составит 10227300,7 руб.
2. Произведены расчеты показателей экономической эффективности мероприятия. Капитальные затраты при проведении ГРП отсутствуют. Прирост добычи нефти в следующие после проведения ГРП годы падает, так же уменьшаются и условно- переменные затраты на дополнительную до-

бычу нефти. Увеличивается накопленный поток денежной наличности и на третий год после проведения ГРП составит 118685646,9 руб.

3. Последним этапом при проведении экономического обоснования предполагаемого мероприятия был произведен анализ чувствительности проекта к риску на примере цены на нефть, текущих затрат и налогов. Выявлено, что самым слабым звеном является изменение цены на нефть, которая сильнее всего сказывается на финансово-экономических показателях.
4. Исходя из всего вышеперечисленного можно прийти к выводу, что данный метод является удачным и дает возможность разрабатывать X месторождение с положительными экономическими показателями, так же оживить простаивающие скважины, на которых традиционные методы добычи нефти и газа уже невозможны или малорентабельны.

5. Социальная ответственность

ОАО «Востокгазпром» дочернее предприятие ПАО «Газпром», образованное в 1999 году и положившее начало газодобывающей отрасли Томской области. Х месторождение в административном отношении расположено на левом берегу реки Обь к северо-западу от г. Томска в 360 км, на территории Парабельского района и относится к району крайнего севера.

Руководство компании рассматривает охрану труда, промышленную и пожарную безопасность, являющиеся основными составляющими системы управления производственной безопасностью, как необходимые элементы эффективного управления производством Компании.

Соблюдение техники безопасности является важным условием безопасной и нормальной работы на промысле. При каждом виде работ используются свои инструкции по технике безопасности и охране труда. Рассмотрим основные факторы при выполнении гидроразрыва пласта, которые делятся на:

Вредными факторы:

- Превышение уровней шума на рабочем месте;
- Освещение на рабочем месте;
- Отклонение показателей климата на открытом воздухе;
- Повышенный уровень загазованности воздуха рабочей зоны;
- Превышение уровня вибрации.

Опасные факторы:

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;
- Поражение электрическим током.

5.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов

Вредные производственные факторы отрицательно влияют на работоспособность, могут вызвать неблагоприятные последствия для организма и вызывать профессиональные заболевания.

Превышение уровня шума на рабочем месте

При работе агрегатов возникает шум, превышающий нормы, а это значительно осложняет руководство процессом и может привести к нежелательным последствиям. Он мешает нормальному отдыху и нарушает сон, что вызывает недосыпание и бессонницу, которые ведут к нервным расстройствам. Поэтому защите сна от шума нужно уделять большое внимание. [5]

Рассмотрим основные методы борьбы с шумом на промысле:

- Применение звукоизолирующих средств;
- Соблюдение режима труда и отдыха;
- Использование СИЗ (средств индивидуальной защиты);
- Применение глушителей и оградителей шума.

Превышение уровня вибрации

Работа производственного оборудования сопровождается повышенным уровнем вибрации, которая так же, как и шум приводит к снижению работоспособности и пагубно влияет на все системы человека. [6] Для уменьшения уровня вибрации от производственного оборудования предусмотрен следующий перечень мероприятий:

- Установка шумящих и вибрирующих оборудования на самостоятельный фундамент;
- Все вибрирующие механизмы нужно поместить в кожухи и установить гибкие связи;
- Заменить оборудование на более вибробезопасное и малошумящее на дистанционном управлении;
- Сократить время пребывания в условиях шума и вибраций;
- Использование СИЗ (средств индивидуальной защиты)

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При гидроразрыве пласта работникам промысла приходится работать при разных погодных условиях:

- под воздействием солнечных лучей;
- при сильном ветре;
- при атмосферных осадках;
- при условиях низких и высоких температур от минус 40 °С до плюс 40 °С. (средняя температура летом и зимой, соответственно 20,3 °С и -29 °С, средняя температура в течении года: -4, 4 °С)

Для предотвращения перегревания и переохлаждения, осуществляется организацией рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени, перерывами для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От переохлаждения используются зимняя специальная одежда и гели для защиты открытых частей тела. От перегрева предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень загазованности воздуха рабочей зоны

Непосредственно перед началом работ проверяется уровень загазованности воздушной среды переносным газоанализатором АНТ–2М. Содержание паров нефти и газа по санитарным нормам не должны превышать предельно-допустимую концентрацию. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [7] предельно-допустимая концентрация веществ следующая:

- Керосин, перерасчётный на углерод - 300 мг/м³
- Бензин – растворитель, перерасчётный на углерод - 300 мг/м³
- Сероводород – примесь с углеводородами C₁ – C₅ - 3 мг/м³
- Стирол - 5 мг/м³
- Амиловый спирт - 0,002 мг/м³

Нужно периодически контролировать уровень загазованности в процессе работы и в случае необходимости обеспечивать принудительную вентиляцию помещения.

При проведении ГРП, на кусте скважин могут присутствовать: сероводород в смеси с углеводородами $C_1 - C_5$, углеводороды $C_1 - C_{10}$. Присутствие остальных веществ, а также повышенные концентрации зависят от той или иной ситуации на месторождении.

Для индивидуальной защиты можно использовать очки, защитные маски и противогазы.

Освещение на рабочем месте

Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на работающих, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

При расчете искусственного освещения основной задачей является определение требуемой мощности электрической осветительной установки для создания заданной освещенности. Для этого нужно решить следующие вопросы:

- Выбрать систему освещения. Для производственных помещений всех назначений применяются системы общего (равномерного или локализованного) и комбинированного (общего и местного) освещения. Выбор между равномерным и локализованным освещением проводится с учётом особенностей производственного процесса и размещения технологического оборудования. Система комбинированного освещения применяется для производственных помещений, в которых выполняются точные зрительные работы. Применение одного местного освещения на рабочих местах не допускается.

- Выбрать источники света. Источники света, применяемые для искусственного освещения, делят на две группы – газоразрядные лампы и лампы накаливания. Для общего освещения, как правило, применяются газоразрядные лампы как энергетически более экономичные и обладающие большим сроком службы. Наиболее распространёнными являются люминесцентные лампы. Различают ЛД, ЛДЦ, ЛХБ, ЛТБ и ЛБ. Наиболее широко применяются лампы типа ЛБ (лампы белого света). Кроме люминесцентных газоразрядных ламп (низкого давления) в производственном освещении применяют газоразрядные лампы высокого давления, например, лампы ДРЛ (дуговые ртутные люминесцентные) и др., которые необходимо использовать для освещения более высоких помещений (6-10м).
- Выбор светильников и их размещение. При выборе типа светильников следует учитывать светотехнические требования, экономические показатели, условия среды. Наилучшими вариантами равномерного размещения светильников являются шахматное размещение и по сторонам квадрата (расстояния между светильниками в ряду и между рядами светильников равны).
- Выбор нормируемой освещённости. Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СНиП 23-05-95. [8] Выбор освещённости осуществляется в зависимости от размера объёма различения (толщина линии, риски, высота буквы), контраста объекта с фоном, характеристики фона.

Значения коэффициента запаса указаны в таблице 17.

Таблица 17 - Значение коэффициента запаса

Характеристика объекта	Люминесцентные лампы	Лампы накаливания
Помещения с большим выделением пыли	2,0	1,7
Помещения со средним выделением пыли	1,8	1,5
Помещения с малым выделением пыли	1,5	1,3

Расчёт искусственного освещения:

Система освещения производственных помещений.

Тип светильника: универсальный без затемнителя;

Выполняемые работы имеют высокую точность и относятся к 1 категории.

Размеры производственного помещения:

- Высота 8 м;
- Длина 80 м;
- Ширина 40 м;

Потолок и стены светлые, пол темный.

Площадь помещения рассчитывается:

$$S=AB=80*40=3200 \text{ м}^2$$

Находим величину минимально допустимой табличной освещенности:

$$E_n=300 \text{ лк}$$

По условию слепящего действия высота подвеса светильника над полом: 7 м.

Тогда высота подвеса светильника над рабочей поверхностью:

где 0,8 – высота рабочей поверхности.

Произведем предварительную разметку светильников. Расстояние между светильниками L определяется, как выгоднейшее:

$$L=1,5*4,2=6,3 \text{ м}$$

Устанавливаем светильники по длине (отступив от стен 2 м) на расстоянии 5 м.

Устанавливаем светильники по ширине (отступив от стен 2 м) на расстоянии 6 м.

В результате разметки принимаем 60 светильников.

Для определения коэффициента использования находим индекс помещения:

$$i = \frac{s}{h \cdot (A+B)} = \frac{3200}{4.2 \cdot (80+40)} = 6.34$$

Расчетный световой поток:

$$F = \frac{EnkSz}{n\eta} = \frac{300 \cdot 1.3 \cdot 3200 \cdot 1.15}{60 \cdot 0.43} = 37375 \text{ лм}$$

где k – коэффициент запаса;

- коэффициент, учитывающий отклонение от средней величины.

По полученному потоку подбираем мощность лампы для работы на напряжение 220 В. Наиболее подходящей лампой является ДРЛ мощностью 700 Вт со световым потоком 38000 лм. Принимаем 55 светильников. Расчет количества светильников показан на рис. 7

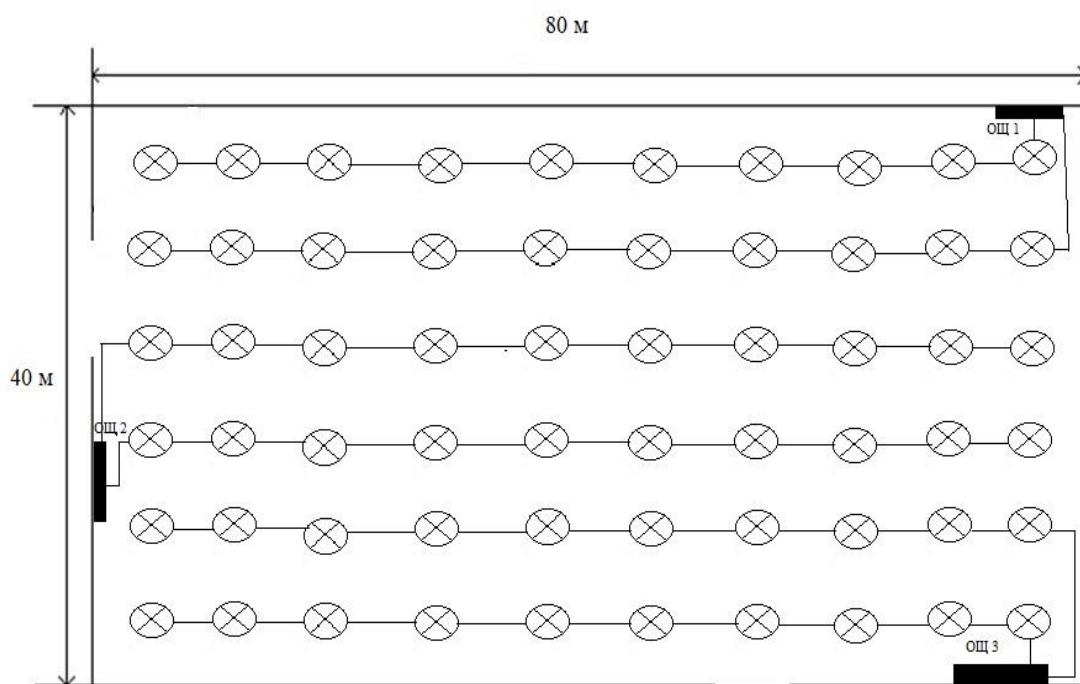


Рисунок 7 – Схема освещения

Рассчитав искусственное освещение, можно с уверенностью сказать, что оно обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности и

высокого качества освещения, ограничивает ослеплённость и необходимую направленность света на рабочие места.

5.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов

Опасные производственные факторы способны при определенных условиях вызывать гибель человека и нарушение состояния здоровья. Рассмотрим основные из них.

Движущиеся машины и механизмы

Работы при гидроразрыве пласта связаны с использованием разных транспортных средств и агрегатов, поэтому на промысле может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов. В ходе ГРП за процессом работы следит инженерно-технический работник, все работы должны проводиться по заранее утвержденному плану работы.

Для обеспечения безопасного производства работ должно быть выполнено рациональное устройство рабочих мест, установление требований и норм по расстановке оборудования, по организации проходов и проездов, по укладке материалов и изделий. Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины. [9]

Поражение электрическим током

Воздействие электрическим током на человека может привести к ожогам, неровном расстройстве, шоковому состоянию и даже летальному исходу.

К эксплуатации и ремонту электроустановок промышленных объектов допускаются лица:

- достигшие 18-ти летнего возраста,
- не имеющие увечий или болезни, мешающих производству работ,

- прошедшие вводный инструктаж на рабочем месте и стажировку,
- знающие устройство, назначение и схемы обслуживаемого оборудования,
- сдавшие экзамены по ПТБ и ПТЭЭП, по правилам нефтегазодобывающей промышленности и имеющие группу квалификации в соответствии с выполняемой работой,
- обученные приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и правилам оказания первой помощи пострадавшему,
- умеющие пользоваться защитными средствами и средствами пожаротушения. [10]

Члены бригады обязаны хорошо знать правила электробезопасности, для них должен регулярно проводиться инструктаж и аттестация оборудования. По промыслу должны быть использованы знаки и плакаты безопасности.

5.3 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу. При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду. При воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды хрома и серы, механические взвеси. К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. В результате негерметичности оборудования в атмосферу выделяется значительное количество углеводородов.

В процессе бурения скважин с целью снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух предусмотрено применение:

- высокоэффективной четырёхступенчатой системы очистки бурового раствора и шлама;
- реагентов и материалов не ниже IV класса опасности, согласно «Критериям отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей при-

родной среды» (приказ Министерства природных ресурсов РФ № 511 от 15 июня 2001 г.);

- конструкции и обвязки бурового оборудования (буровые насосы, шламовые насосы, запорная арматура и т.д.), исключающей утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении и производстве ремонтнопрофилактических работ.

При строительстве нефтегазопромысловых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

- использование автотранспорта, имеющего высокие экологические показатели, потребляющего небольшое количество топлива, оборудованного 92 нейтрализаторами для обезвреживания отработавших газов и силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;

- осуществление контроля токсичности и уровня дымности отработавших газов автомобильных двигателей в соответствии с действующими стандартами, проведение мероприятий по их снижению;

- обеспечение регулярного технического осмотра и обслуживания транспортных средств;

- разработка оптимальной схемы движения транспортных потоков, позволяющей до минимума снизить выброс отработанных газов;

- выбор оптимального режима работы машин при выполнении технологических процессов, с учётом того, что работа строительных машин характеризуется частой сменой нагрузочных режимов работы двигателей, и минимальную токсичность отработанных газов имеют дизельные двигатели при 60-70 % рабочей нагрузке;

- заправка автотранспорта закрытым способом;

- использование электроприводов в буровых установках и электрических земснарядов при разработке карьеров.

В целях снижения пылевыведения при пересыпке и перемещении грунта автотранспортом и автотракторной техникой предусмотрено:

- строительство объектов в холодный период года, обуславливающий высокую влажность грунта;

- погрузку материалов экскаваторами с наименьшей высоты выгрузки; - разработку грунтов естественной влажности и увлажненных, при необходимости дополнительное увлажнение пылящих грунтов при разработке и транспортировке материалов;

- ведение работ небольшими захватами.

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию 93 выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников.

К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;

- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность; - применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;

- использование сертифицированного оборудования;

- своевременное проведение ППР оборудования; - соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации; - использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

Воздействие на литосферу. Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти. Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил. При содержании в грунте 10-12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной. Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых

вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования. Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты, например, благоприятны для миграции нефти; глины и илы неблагоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;
2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;
3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;
4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;
5. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

Воздействие на гидросферу. 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 об-

мену. При этом опасное загрязнение природных вод возможно, как при сбросе в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти или пластовых минерализованных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

К временным источникам загрязнения относятся:

- негерметичность за колонного пространства скважин из-за некачественного его цементирования или по другим причинам, приводящая к межпластовым перетокам и загрязнению водоносных горизонтов;
- поглощение бурового раствора в процессе помывки скважин и фильтрации его водной фазы в проницаемые отложения.

Большое значение для предотвращения загрязнения пресноводных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважины и качество цементирования колонн. Конструкция скважины должна изолировать все пресноводные горизонты от продуктивных нефтяных (газовых) залежей.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью;
- устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования;
- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на 94 растительный покров берегов;
- использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

Таким образом, материалами данной работы предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, позволяющий свести к минимуму воздействие проектируемых объектов на поверхностные воды.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройство сбора и транспорта сырья и продукции является задачей не только предупреждения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного действия выбросов на окружающую природную среду в целом, но и минимизировать экономические потери, связанные с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Возможные чрезвычайные ситуации:

- пожары/ взрывы;
- прорывы водо/нефтепроводов;
- газонефтеводопроявления;
- ЧС природного характера (лесные и торфяные пожары, паводки).

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

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

- 1) перечень возможных аварий на объекте;

2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

8) акты испытания СИЗ, связи, заземления

9) график и схему по отбору проб газовой среды;

10) технологическая схема объекта;

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

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графика с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

Кусты скважин, где производятся работы должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 – 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты – 2 шт.;

- топор, лом – по 1 шт.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”, а также территория промысла должна быть оснащена планами эвакуации. План эвакуации представлен на Рисунке 8.

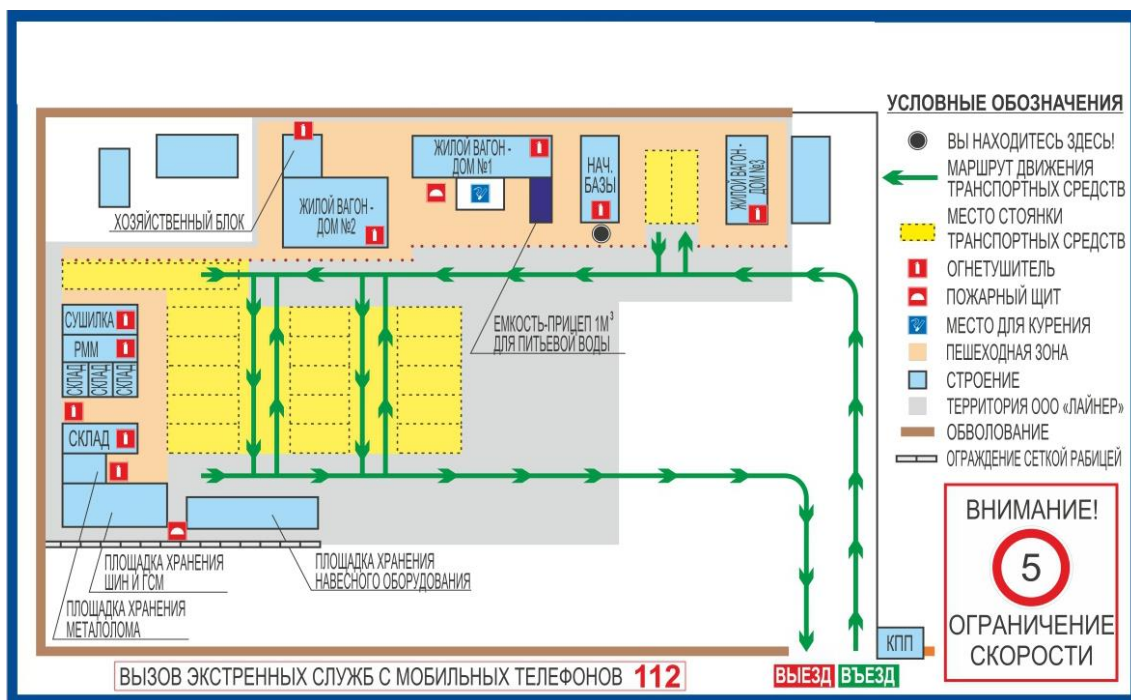


Рисунок 8 – План эвакуации на X месторождении.

Розлив нефти в Автоматической групповой замерной установке (АГЗУ)

Внешние признаки при аварии на АГЗУ:

- срабатывание аварийно-предупредительной сигнализации в операторной.
- срабатывание звуковой и визуальной сигнализации загазованности на посту АГЗУ;
- запах углеводородов нефти;
- следы разлива нефти;

Возможные причины аварии являются:

- износ сальниковых уплотнителей на Шаровых задвижках;
- нарушения работоспособности переключателя потока жидкости;

- механические повреждения;
- коррозия, износ, утончение стенок оборудования, трубопроводов;
- некачественные сварные соединения.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварии:

1. Сообщить об аварии мастеру ДНГиК, диспетчеру ЦПДС (сообщается место, характер аварии, фамилия очевидца).
2. Сообщить об аварии согласно схеме оповещения.
3. Все ремонтные, строительно-монтажные и другие работы прекратить. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники.
4. Прекратить замер через АГЗУ. Отсечь поврежденный участок. Стравить давления.
5. Оценив обстановку и степень опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации разлива специалистов (аварийной бригады, др.).
6. После снижения загазованности в рабочей зоне до нормы приступить к подготовке АВР (с оформлением наряда-допуска) в соответствии с порядком, установленным инструкциями.
7. По прибытию подразделений, вызванных на аварию, оперативный персонал ЦДПНГ поступает в распоряжение руководителя работ и приступает к ликвидации аварии, ее последствий. Нефть, находящаяся в помещении «Автоматической групповой замерной установке» собирается: ведрами, лопатами, ветошью.
8. Доложить диспетчеру ЦПДС о ликвидации инцидента, полном восстановлении оборудования и запуске его в эксплуатацию.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Принципы возмещения причиненного вреда на производстве

В соответствии с требованиями Трудового Кодекса РФ, работодатель обязан осуществлять обязательное социальное страхование работников в порядке, установленном федеральными законами.

В соответствии с требованиями Федерального закона «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» от 24.07.1998 г. N 125-ФЗ, работники в обязательном порядке страхуются от риска несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. То есть при возникновении «страхового случая» с работником возмещение его здоровью производится в виде обеспечения по страхованию за счет средств страховщика.

Так же работодатель обязан, возмещать вред, причиненный работникам в связи с исполнением ими трудовых обязанностей и компенсировать моральный вред в установленном законодательством порядке.

Ответственность работодателя зависит от того, при каких обстоятельствах причинен вред:

- если вред причинен источником повышенной опасности, работодатель обязан возместить его в полном объеме, если не докажет, что вред возник вследствие непреодолимой силы либо умысла потерпевшего, т.е. работодатель в этих случаях отвечает и при отсутствии своей вины, например, если вред причинен случайно;

- если вред причинен не источником повышенной опасности, работодатель несет ответственность лишь при наличии своей вины и освобождается от ответственности, если докажет, что вред причинен не по его вине.

Возмещение вреда состоит в выплате потерпевшему денежных сумм в зависимости от степени утраты профессиональной трудоспособности вследствие данного трудового увечья, в компенсации дополнительных расходов, в выплате в установленных случаях единовременного пособия, в возмещении морального вреда.

Полагающиеся пострадавшему денежные суммы в возмещение вреда, компенсации дополнительных расходов и единовременное пособие могут быть увеличены по согласованию сторон или на основании коллективного договора. Единовременное пособие призвано, наряду с материальной поддержкой потерпевшего, способствовать принятию работодателем определенных мер по профилактике производственного травматизма.

Правилами предусмотрены порядок рассмотрения заявлений о возмещении вреда, порядок и сроки выплаты сумм в возмещение вреда. Заявление о возмещении вреда подается работодателю (администрации предприятия), который несет ответственность за вред, причиненный трудовым увечьем. Работодатель рассматривает заявление о возмещении вреда и принимает соответствующее решение в десятидневный срок. Решение оформляется приказом (распоряжением, постановлением) администрации предприятия. Приказ должен быть мотивированным, в нем указываются граждане, которым устанавливается возмещение вреда, его размеры на каждого члена семьи и сроки выплаты.

Заключение:

Для снижения негативного воздействия на персонал при работе с вредным и опасными условиями труда применяют режим по сменной работе в дневное и ночное время по 12 часов на смену с перерывами на обед в течение часа. Осуществляют выдачу персоналу спецодежды и средства индивидуальной защиты. Специальное питание и особое лечебно-профилактическое обслуживание, обязательное социальное страхования и пенсионное обслуживание также предусмотрено. Проводятся регулярные инструктажи по технике безопасности разных видов работ.

Заключение

Х нефтяное месторождение находится в пробной эксплуатации. В данной работе приведена геолого-физическая характеристика данного месторождения. Рассмотрены характеристики отложений, свойства и состав пластовых жидкостей и газа. Также представлен анализ показателей разработки и дана характеристика фонда скважин.

В результате анализа применения гидравлического разрыва пласта в условиях Х месторождения сделан вывод, что метод является наиболее эффективным, дополнительная добыча от ее применения составила 863,717 тысяч тонн. В процессе работы проведен анализ эффективности гидравлического разрыва пласта по 6 скважинам, наиболее эффективной операция оказалась на скважине №887 куста №1, ее среднесуточный дебит увеличился на 30.6 т/сут и составил 45.6 т/сут. [3] [4]

Положительные аспекты

После проведения ГРП дебит скважины, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов.

Отрицательные аспекты

Для каждой операции гидравлического разрыва пласта используется от 80 до 300 тонн химикатов. Возможно попадания химикатов в грунтовые воды, тем самым вода становится непригодна для питья.

На Х месторождении после ГРП и вывода скважин на режим было выявлено, что возросла обводнённость на 5 %.

Список литературы

1. Проект пробной эксплуатации X НМ 2001 г. В.А. Власов, А.Ю. Дмитриев, С.Х. Куреленков
2. Инструкция по безопасности труда при проведении гидравлического разрыва пластов. ООО «Трайкан-Велл-Сервис», Сухов М.Н., 2007г.
3. Дело скважины № 887 ОАО «Томскгазпром»
4. Дело скважины № 595 ОАО «Томскгазпром»
5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
6. Матвеев, С.Н. Справочная книга по добыче нефти/ С.Н. Матвеев, Р.Т. Габрафиков и др. — НГДУ «КН» -Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья», 2002. — 364 с.
7. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ08-624-03
8. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».
9. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
10. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
11. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
13. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны
14. Бланк И. А. Основы финансового менеджмента. Т. II. – Киев: «Ника-Центр», 2009. – 512 с.

15. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Москва : Госгортехнадзор России, 2014.
16. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений - Недра, 2000 г.
17. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М.: Недра, 1983 г
18. Федеральный закон «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1. 1992.
19. Волков Д. Л., Никулин Е.Д. Управление оборотным капиталом: анализ влияния финансового цикла на рентабельность и ликвидность компаний //Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 8. Менеджмент. - 2012.- № 2.- С. 3-32.
20. РД153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва : Министерство топлива и энергетики РФ, 1996.