

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

Школа __ ИШПР _____
 Направление подготовки __ 21.04.01. Нефтегазовое дело _____
 Отделение школы (НОЦ) __ ОНД _____

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности нефтеотдачи с учетом проведения гидравлического разрыва пласта на Шингинском месторождении

УДК _622.276.66(571.16)_____

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Зинченко Михаил Михайлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Аспирант	Синибрюхов Кирилл Вадимович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Школа ____ ИШПР____
 Направление подготовки (специальность) ____ 21.04.01. Нефтегазовое дело ____
 Отделение школы (НОЦ) ____ ОНД ____

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Зинченко Михаил Михайлович

Тема работы:

Повышение эффективности нефтеотдачи с учетом проведения гидравлического разрыва пласта на Шингинском месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.03.2019, №1643/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Шингинскому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Общие сведения о геолого–технических мероприятиях 3. Состояние разработки месторождения 4. Анализ эффективности ГРП 5. Технические требования, особенности планирования, и технологический расчет ГРП в условиях Шингинского месторождения 6. Экономическое обоснование проведения ГРП на Шингинском месторождении 7. Социальная ответственность 8. Заключение
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Общие сведения о геолого–технических мероприятиях
Анализ эффективности ГРП
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Зинченко Михаил Михайлович		

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Зинченко Михаил Михайлович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

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

Стоимость ресурсов научного исследования: Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения концентрических лифтовых колонн.	Оценка затрат на проведение гидравлического разрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении
---	---

Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
---	------------------

Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ
--	---------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Обоснование перспективности проведения гидравлического разрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении
---	--

Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление плана проекта гидравлического разрыва пласта с учетом необходимых эксплуатационных затрат
--	---

Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Экономическое обоснование целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта для калибровки дизайна основной операции на Шингинском нефтяном месторождении
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Зинченко Михаил Михайлович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Зинченко Михаил Михайлович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проведение ГРП на нефтяной скважине Шингинского месторождения. Рабочей зоной является территория куста скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	Описание вредных и опасных проявлений факторов рабочей среды (Анализ выявленных вредных факторов на кустовых площадках Шингинского нефтяного месторождения (Томская область). Анализ выявленных опасных факторов на кустовых площадках Шингинского нефтяного месторождения (Томская область)).
2. Экологическая безопасность	Рассмотреть источники загрязнения окружающей среды и объекты, на которые они влияют. – Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Во время проведения работ на газовых скважинах возможно возникновение чрезвычайных ситуаций. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения организации рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Зинченко Михаил Михайлович		

Приложение I

Hydraulic fracturing

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Зинченко Михаил Михайлович		

Консультант школы отделения (НОЦ) _____ (аббревиатура школы, отделения (НОЦ)) _____:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы _____ (аббревиатура отделения (НОЦ) школы):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 25 таблиц, 11 рисунков, из 24 источников.

Ключевые слова: ШИНГИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ДОБЫЧА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ДЕБИТ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА, ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ, ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ, ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Объектом исследования является продуктивный пласт Ю₁¹ Шингинского нефтяного месторождения. В процессе работы были описаны параметры месторождения и проанализировано применение на данном месторождении ГРП на примере 10 скважин, как метода увеличения притока нефти из пласта.

В результате анализа сделан вывод об эффективности и целесообразности применения ГРП в условиях Шингинского месторождения.

Цель работы – изучить и провести анализ эффективности ГРП на Шингинском нефтяном месторождении.

Степень внедрения отсутствует.

Эффективность ГРП на данном месторождении себя зарекомендовала. В экономической части рассчитан экономический эффект от проведения ГРП на 10 скважинах.

В части «Безопасность и экологичность проекта» описано влияние проведения ГРП на окружающую среду.

Основным недостатком данного метода является необходимость специальной технологии и техники для получения высокого давления, а также специального оборудования для проведения технологических операций, а соответственно и дороговизна.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГТМ – геолого–технические мероприятия

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ВС – вертикальная скважина

ГС – горизонтальная скважина

КИН – коэффициент извлечения нефти

ППД – поддержание пластового давления

ЭЦН – электрический центробежный насос

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

КРС – капитальный ремонт скважин

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

ОТиТБ – охрана труда и техники безопасности

ПЗП – призабойная зона пласта

ПРС – подземный ремонт скважин

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка

ЦПС – центральный пункт сбора нефти и газа;

УПНГ – управление по подготовке нефти и газа;

ИУ – измерительная установка

Оглавление

Введение	11
1 Геологическое строение Шингинского месторождения.....	13
1.1 Общие сведения о месторождения.....	13
1.2 Характеристика геологического строения	14
1.2.1 Стратиграфия.....	14
1.2.2 Тектоника.....	20
1.2.3 Нефтегазоносность разреза и строение залежи.....	22
1.2.4 Физико - гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	24
1.2.5 Свойства и состав пластовых флюидов.....	25
1.2.6 Запасы нефти и газа.....	26
2 Состояние разработки месторождения.....	27
2.1 Основные этапы проектирования.....	27
2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом..	30
2.3 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин.....	33
3 Анализ эффективности геолого-технических мероприятий.....	34
3.1 Анализ эффективности ГРП.....	37
3.2 Анализ эффективности других методов.....	39
4 Технические требования, особенности планирования, и технологический расчет ГРП в условиях Шингинского месторождения.....	43
4.1 Методика расчёта гидроразрыва пласта.....	45
4.2 Расчёт гидроразрыва пласта для выбранных скважин.....	49
5 Экономическое обоснование проведения ГРП на Шингинском месторождении.....	66
5.1 Общие сведения о предприятии ПАО «Газпром нефть».....	67
5.2 Характеристика и структура предприятия.....	69
5.3 Общие сведения о предприятии ООО «Газпромнефть-Восток».....	69
5.4 Методика расчёта экономической эффективности от применения метода гидроразрыва пласта.....	72

5.5 Расчет экономической эффективности от применения метода ГРП на Приобском месторождении.....	75
6. Социальная ответственность.....	80
6.1 Производственная безопасность.....	80
6.2 Экологическая безопасность.....	85
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	89
Заключение.....	93
Список публикаций.....	96
Список литературы.....	97

ВВЕДЕНИЕ

Шингинское нефтяное месторождение эксплуатируется уже более 10 лет. За данный период, дебиты добывающих скважин, значительно сократились. Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов в России составляет около 40% в зависимости от структуры запасов нефти и примененных методов разработки. Остаточные или не извлекаемые промышленными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Одним из более эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты, и увеличения добычи нефти из них, является гидравлический разрыв пласта. ГРП может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида под большим давлением. В результате ГРП кратно увеличивается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин.

В выпускной квалификационной работе выполнена оценка применения гидравлического разрыва пласта, для повышения продуктивности скважин на Шингинском месторождении.

Статья принята к печати: Зинченко Михаил Михайлович, Анализ причин снижения эффективности гидравлического разрыва пласта. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г.

Список использованных источников

1. Билинчук Александр Васильевич. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты : на примере месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.17.- Москва, 2006.- 144 с.: ил. РГБ ОД, 61 07-5/347
2. Саранча А.В. и др. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении / А.В. Саранча, В.В. Федоров, Д.А. Митрофанов, О.П. Зотова // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-12. – С. 2581-2584

1. Геологическое строение Шингинского месторождения

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Шингинское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, в 440 км к северо–востоку от г. Томска (рисунок 1.1). [1].



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

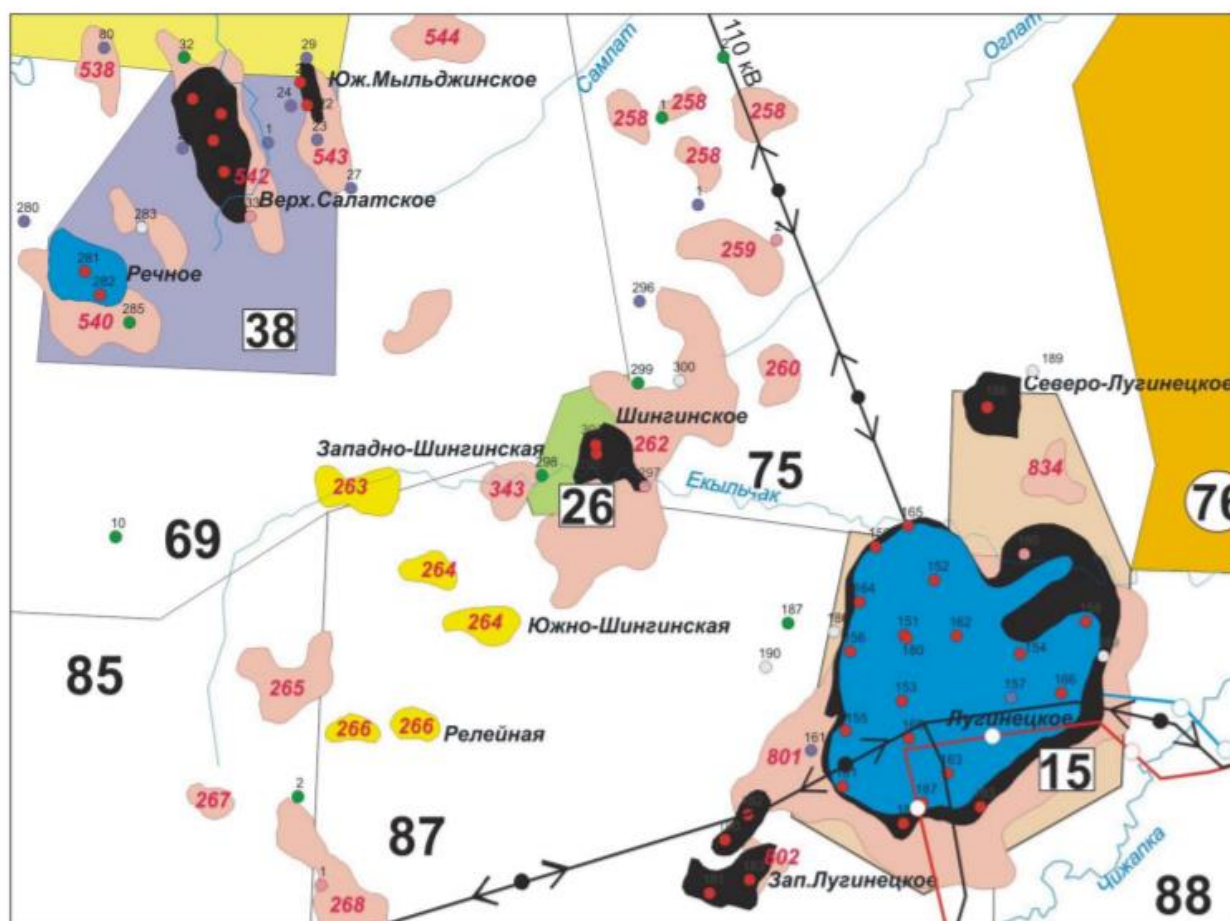
Территория района малонаселённая. Районный центр пос. Каргасок находится в 150 км от месторождения, а ближайшими населёнными пунктами являются г.Кедровый и пос. Пудино, располагающиеся в 100 км к юго-востоку. Кроме этого, в 30 км юго–восточнее находится вахтовый посёлок в пределах разрабатываемого Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Шоссейные и железная дорога в районе месторождения отсутствуют. От ближайшей железнодорожной станции в г. Томске до месторождения – 440 км, от районного центра п. Каргасок – 150 км. Транспортировка бурового оборудования и других грузов осуществляется из г. Томска водным путём в период навигации, а зимой – наземным транспортом. Район работ экономически освоен слабо. Местное население занимается в основном

лесозаготовками, животноводством, промысловой охотой, а в последнее десятилетие – работами на нефтепромыслах. Территориально площадь работ приурочена к левобережью реки Чижапка, правому притоку р. Васюган. В гидрографическом отношении район относится к водораздельному слабовсхолмленному плато, расчленённому речными долинами с пойменными террасами. В 40 км от месторождения протекает река Чижапка, которая судоходна в начале навигации для маломерных судов. Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -55°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$ – в июле). Снежный покров лежит с ноября по май, толщина его достигает 80 – 100 см. Реки и болота начинают замерзать лишь к концу декабря (толщина льда на водоёмах достигает 1 метр), причём некоторые участки болот, где активно идут процессы окисления, не промерзают всю зиму, в связи с чем, возникает необходимость сооружения переездов в виде настилов. Преобладающими являются ветры северо-западного и юго-западного направлений. Средние скорости 4 – 5 м/сек., максимальные – 18 – 20 м/сек. Самым ветреным периодом является весна. Растительность района таёжного и болотного типов. Территория более чем наполовину покрыта смешанным лесом. Из древесных пород преобладают сосна, берёза, осина, кедр. Вдоль берегов рек и ручьев – заросли кустарников. Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 90 м в пойменных частях рек до 122 м – на водоразделах. Преобладают подзолистый и болотный типы почв, которые неблагоприятны для развития земледелия. Территория работ относится к районам с избыточным увлажнением. За год выпадает более 500 мм осадков, причём с осадками бывает половина дней в году. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне – зимний период. Уровень грунтовых вод находится на глубине от 5 до 25 метров. Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения как питьевой, так и технической водой следует бурить водозаборные скважины глубиной до 170 метров. Специальных работ по поискам полезных ископаемых, кроме нефти и газа, не проводились. Из местных материалов для строительства используется только лес.

1.2 Характеристика геологического строения

1.2.1 Стратиграфия

Шингинское месторождение расположено в Нюрольском нефтегазоносном районе, в пределах которого расположены нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения: Игольско – Таловое, Лугинецкое, Фестивальное, Южно – Черемшанское и другие (рисунок 1.2.) [1].



Условные обозначения

Лицензионные участки
Распределенный фонд недр

- Лицензионные участки-горные отводы
- Лицензионные участки
- ОАО «Томскнефть» ВНК
- ООО «Шингинское»
- ЗАО «Томская нефть»
- Компания "Benodet Investments Limited"

- нефтепроводы
- газопроводы
- линии электропередач

Месторождения

- нефтяные
- газовые
- нефтегазовые
- структуры с ресурсами категории C₃

Нераспределённый фонд недр:

- 69 Фестивальный
- 75 Восточно-Мыльджинский
- 85 Верхненюрольский
- 87 Западно-Лугинецкий
- 88 Рыбальный

Скважины

- продуктивные
- с нефтепроявлениями
- водоносные
- сухие
- неиспытанные

СПИСОК ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

- 258 Самлатская
- 259 Кыкинская
- 260 Миндалакская
- 262 Шингинская
- 263 Зап-Шингинская
- 264 Южно-Шингинская
- 265 Средняя
- 266 Релейная
- 267 Зап-Квензерская
- 268 Квензерская
- 343 Верхнешингинская
- 538 Чарымовская
- 540 Лучистая
- 542 Верхнесалатская
- 543 Южно-Мыльджинская
- 544 Мыгинская
- 801 Лугинская
- 802 Зап-Лугинская
- 834 Сев-Лугинская

Рисунок 1.2 – Район производства работ

Геологический разрез Шингинского месторождения представлен терригенными отложениями различного литологического – фациального состава мезозойско – кайнозойского платформенного чехла и в разной степени метаморфизованными и дислоцированными образованиями доюрского (палеозойского) фундамента (рисунок 1.3.)

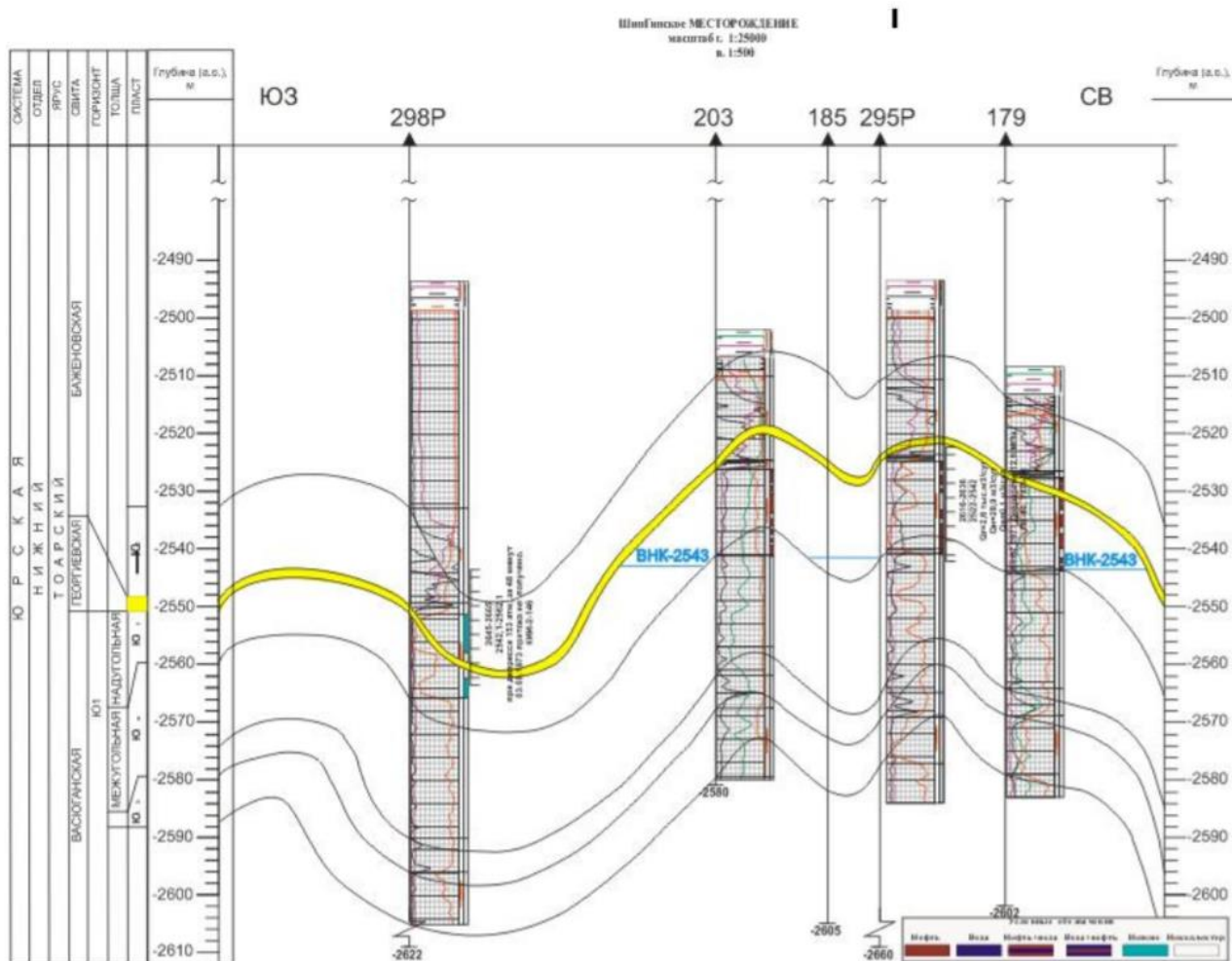


Рисунок 1.3 – Геологический разрез

Доюрские образования (палеозой) – PZ

Доюрские образования на месторождении вскрыты скважинами 297, 299 и 300. В скважине 297, пробуренной в юго-восточной части Шингинского локального поднятия, они залегают на глубине 2875 м, вскрытая мощность их составляет 143 м. Породы представлены фельзитовыми порфирами, в верхней части – выветрелыми. В скважинах 299 и 300, пробуренных в северо – восточной части поднятия, доюрские образования вскрыты на глубинах соответственно 2843 и 2861 м (вскрытая мощность 143 и 49 м) и представлены метаморфизованными, трещиноватыми глинисто – кремнистыми породами.[1]

Мезозойско – кайнозойские отложения

Отложения платформенного чехла, имеющие в пределах месторождения общую мощность 2800 – 2900 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Юрская система – J

Юрские отложения, залегающие несогласно на доюрском комплексе, подразделяются на три свиты (снизу – вверх) – тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Тюменская свита вскрыта на полную мощность скважинами 297, 299 и 300, где она составляет 152 – 171 м. Свита представляет собой толщу континентальных отложений – неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Угольные пласты имеют толщину 1 – 4 м, в разрезе свиты их насчитывается до 10. Свита содержит ряд песчаных пластов, большей частью заглинизированных и являющихся плохими коллекторами.

Аргиллиты серые до темно – серых, плотные, крепкие, слюдистые, участками переходящие в алевролиты. Характерна косая слоистость за счёт чередования разностей, отличающихся гранулометрическим составом, с включением растительных остатков, с прослоями углей толщиной 0.2 м и углистых плитчатых аргиллитов (до 0.5 м толщиной). Угли черные, плотные, крепкие, блестящие. Алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, массивные, слюдистые, косо – волнистослоистые, с растительными остатками, местами замещаются серыми с коричневатым оттенком песчаниками толщиной 0.1 – 0.2 м. Толщина тюменской свиты 122 – 170 м.

Васюганская свита вскрыта на месторождении всеми скважинами (скважинами 298 и 301 – не на полную мощность). Мощность свиты в пределах месторождения составляет 57 – 75 м. Свита делится на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита сложена преимущественно аргиллитами мелководно – морского происхождения, темно – серыми, плотными, иногда с линзовидными прослоями, до 2 м, мелкозернистых песчаников и алевролитов. Толщина составляет 13 – 23 м. Отложения подсвиты хорошо выдержаны по простиранию и являются реперным горизонтом. К подсвите приурочен пласт Ю₂ с неустановленной на месторождении нефтегазоносностью.

Верхневасюганская подсвита имеет сложное строение, представлена разнофациальными песчано–глинистыми отложениями, в ряде разрезов скважин – с преобладанием песчаников. На месторождении вскрыта всеми скважинами. Глубина залегания – 2619 – 2693 м (абс.отм. – 2515 – 2580 м). Общая толщина горизонта составляет 44 – 58 м. В нем выделяют три толщи – подугольную, межугольную и надугольную. Подугольная толща, залегающая в нижней части горизонта Ю₁, представлена песчаным пластом Ю₁³⁻⁴, а там, где испытывает значительное литологическое замещение, частично и глинисто–алевритовыми разностями. Пласт Ю₁³⁻⁴ прослеживается в разрезах всех скважин, но резко изменчив по латерали. В фациальном отношении он представляет собой регрессивные покровные пески морского мелководья и прибрежной зоны. Толщина пласта составляет большей

частью 7 – 12 м, но в разрезе скважины 297 (юго – восточная часть структуры) она аномально возрастает до 30 м. В остальных скважинах толщина пласта значительно меньше, а в скважине 298 он почти полностью замещен глинисто – алевроитовыми разностями.

Выше залегает межугольная толща континентальных отложений мощностью 13-28 м, которая прослеживается по всей площади месторождения и представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Толща залегает между песчаными пластами $Ю_1^{3-4}$ и $Ю_1^{1+2}$ и ограничена в подошве наиболее устойчивым по простиранию угольным пластом толщиной 2 – 3 м, в кровельной части – пачкой углисто–глинистых пород, иногда с маломощным (1 – 1,5 м) угольным пластом. Песчаники имеют подчиненное значение, залегают в виде линзовидных прослоев толщиной 1 – 3 м.

Надугольная толща, залегающая на межугольной, представлена неоднородным переслаиванием песчано – глинистых пород общей толщиной 9 – 14 м, к которой приурочен основной продуктивный пласт $Ю_1^{1-2}$. В северо – восточной части Шингинского поднятия (скв. 299) проницаемые породы замещаются на более плотные алевроито – глинистые.

Условно пласт можно разделить на два отдельных пропластка – $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$. Нижний – $Ю_1^2$ наиболее развит и выразителен как коллектор в сводовой части структуры. Здесь, в скважине 295, общая толщина его составляет 8 м, эффективная – 7,2 м. Пласт представляет собой монолитное песчаное тело, характеризующееся отрицательной аномалией ПС до 100 мВ, сложен песчаниками серыми, от мелко – до крупнозернистых, кварц – полевошпатовыми, слабо – и среднесцементированными, с прослоями крепкосцементированных песчаников, с резким устойчивым запахом нефти. В остальных скважинах общая толщина пласта составляет от 2 – 3,4 м до 0, эффективная 3,4 – 0 м, т.е. пласт испытывает резкую изменчивость, как по толщине, так и по литологическому составу. Это можно объяснить фациальными условиями осадкообразования, когда пласт формировался в прибрежной зоне континента, и может быть представлен, как прибрежно – морскими песчаными образованиями, так и русловыми (к которым можно отнести пласт в скважине 295), и отложениями прибрежной затопляемой равнины (скв. 299, 300). Этим же, видимо, объясняется и резкая изменчивость пласта в скважине 301, пробуренной в непосредственной близости к скважине 295, но в которой пласт $Ю_1^2$ оказался значительно тоньше. Верхняя часть пласта ($Ю_1^1$) мощностью 5,8 – 6 м отделяется от нижней ($Ю_1^2$) невыдержанным глинистым прослоем толщиной от 1 м до 3 – 5 м. Пласт характеризуется отрицательной аномалией самопроизвольной поляризации (ПС) до 75 мВ, сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, кварц – полевошпатовыми, среднесцементированными, прослоями – крепкими, слюдистыми, с запахом нефти; в северной части структуры (скв. 299, 300) он так же, как и пласт $Ю_1^2$, замещается плотными глинистыми породами. Сверху пласт $Ю_1^{1-2}$ перекрыт битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

Баженовская свита (титон – берриас) сложена глубоководно – морскими битуминозными аргиллитами, темно – серыми с коричневым оттенком, плотными, плитчатыми, участками с обильными включениями раковин морской фауны –

аммонитов, пелеципод и др. высокобитуминозные отложения свиты относятся к фациям доманикового типа и, по представлению большинства специалистов, являются нефтематеринскими. Свита является наиболее ярким реперным горизонтом на значительной части территории Томской области, чётко выделяется в разрезах скважин по данным ГИС. К подошве свиты приурочен основной отражающий сейсмический горизонт I_{1a}. Мощность свиты на месторождении 16 – 19 м.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены морскими (куломзинская, тарская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свита) и континентальными отложениями (киялинская и покурская свиты).

Куломзинская свита. Темно – серые глины куломзинской свиты согласно залегают на юрских отложениях. В кровле развиты песчаные пласты Б13 и Б14. Толщина свиты – 260 м.

Тарская свита. Наиболее опесчаненная часть валанжинских отложений объединяется в тарскую свиту. В её пределах выделяются песчаные пласты Б9-12, разделяющиеся маломощными прослоями аргиллитов и алевролитов. Толщина свиты – 75 м.

Киялинская свита представляет собой пестроцветную толщу переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Толщина свиты – 545 м.

Алымская свита. В кровле алымской свиты залегают темно – серые плитчатые глины кошайской пачки, в подошве светло – серые песчаники пласта А1. Толщина свиты – 60 м.

Покурская свита представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты слабосцементированные, часто глинистые. Глины алевроитистые, комковатые. Толщина свиты – 860 м.

Кузнецовская свита сложена темно – серыми плотными глинами с фауной и гнездами глауконитов. Толщина свиты – 25 м.

Ипатовская свита представлена чередованием плотных алевролитов, полимиктовых ожелезненных песчаников и темно – серых глин. Толщина свиты – 125 м.

Славгородская свита сложена темно-серыми с зеленоватым оттенком плитчатыми глинами с редкими прослоями глауконитовых песчаников. Толщина свиты – 80 м.

Ганькинская свита представлена преимущественно плотными, участками известковистыми, глинами с остатками раковин. Толщина свиты – 160 м.

Выше залегают отложения кайнозоя, представленные палеогеновой и четвертичной системами.

Четвертичная система

Отложения представлены желтовато – бурыми суглинками, мелкозернистыми песками, коричневатыми глинами и почвенным слоем.

Толщина отложений – 50 м.

1.2.2 Тектоника

Площадь Шингинского месторождения, согласно тектонической карте фундамента, расположена в северо – восточной части Нюрольского погруженного блока Межевского срединного массива.

Структурные зоны позднегерцинской складчатости рассечены системой разломов Усть – Тымского грабен – рифта северо – восточного простирания, сформировавшегося в триасовую эпоху тектонической активизации.

По отложениям осадочного чехла Шингинская площадь находится в зоне сочленения трёх структур I порядка: Нюрольской впадины, Средневасюганского и Пудинского мегавалов (рисунок 1.4)



Рисунок 1.4 – Тектоническая карта района месторождения

Шингинское поднятие является одним из внутририфтовых поднятий (Среднее, Южно – Шингинское, Кыкинское, Охотничье), вытянутых вдоль северо – западного борта Пудинского мегавала (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Тектоническая схема структурных элементов района месторождения

Процессы триасового рифтогенеза предопределили многие структурные особенности разреза, оказали влияние на условия осадконакопления в триаса – юрское время, создавая литолого–фациальную неоднородность и дифференцированность отложений по мощности. По отражающему горизонту подошва юры Шингинское поднятие представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания, сочленяющуюся со структурным мысом Лугинецкого поднятия. Системой линейно вытянутых тектонических нарушений, преимущественно северо – восточной и подчинённой северо – западной ориентировки, структура разбита на ряд блоков. Наиболее крупный из них, размером 11 x 4 км, осложняет всю центральную часть поднятия, и имеет более высокий гипсометрический уровень.

По отражающему горизонту подошва баженовской свиты поднятие имеет увалообразный рельеф и вытянуто в северо-восточном направлении. Размеры поднятия по изогипсе – 2550 м составляют 17 x 3 – 5 км, амплитуда – 40-50 м. Углы падения крыльев различны: северо – восточное крыло более пологое, юго-западное – более крутое.

Для данного района характерен унаследованный принцип развития от поверхности фундамента с постепенным выполаживанием структурных планов вверх по разрезу.

1.2.3 Нефтегазоносность разреза и строение залежи

Основным перспективным нефтегазоносным комплексом на территории Шингинского поднятия является верхнеюрский нефтегазовый комплекс (НГК) (отложения васюганской свиты).

Васюганская свита подразделяется на глинистую нижневасюганскую подсвиту и песчаный горизонт Ю₁. В горизонте Ю₁, в свою очередь, выделяют подугольную, межугольную и надугольную толщи, формирование которых связано с регрессивной, переходной и трансгрессивной фазами седиментации.

Промышленная нефтеносность месторождения обусловлена наличием залежи в песчано – алевролитовом пласте Ю₁¹⁻² надугольной толщи, который характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пластов коллекторов.

Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю₁¹ и Ю₁², неравномерно распространённых по площади и гидродинамически связанных. Залежь пластовая сводовая, в северо – восточной части осложнена зоной литологического замещения. Размер залежи 9,8 х 2-7,4 км, высота 33 м, площадь до внешнего контура нефтеносности – 38,8 км². Ширина водонефтяной зоны от десятков метров до 2 км, доля ее в общей площади залежи – 0,31. Эффективные толщины пласта колеблются от 2,6 (скв. № 297R) 27 до 17,2 м (скв. № 177), эффективные нефтенасыщенные толщины в интервале от 7,4 (скв. № 301R) до 13,6 м (скв. № 177); расчленённость 4,5; песчанистость – 0.63.

Из пяти разведочных скважин, пробуренных на месторождении, две находятся в чисто нефтяной зоне, три за контуром нефтеносности (в том числе одна вскрыла пласт в зоне ухудшенных коллекторов).

Фонтанирующие притоки нефти дебитами 17 – 28,9 куб.м/сут. Получены в двух скважинах при диаметрах штуцеров 3,2 и 8 мм (№ 301Р и № 295Р соответственно).

Нижняя абсолютная отметка вскрытия нефтенасыщенного пласта – коллектора по ГИС и испытанию равна 2541.0 м (скв.295Р). Водонефтяной контакт разведочными скважинами не вскрыт, принят условный по кровле пласта коллектора на отметке 2543 м, по результатам испытания которого (интервал перфорации а.о. 2520.8-2546.8 м) в скважине 297Р получен приток 0,7 куб. м/сут. Нефти и 0,06 куб. м. воды при Ндин. = 825 м. Вскрытие переходной водонефтяной зоны в скв.185 не противоречит ранее определённой отметке ВНК.

За период 2006-2007 гг. пробурено 10 эксплуатационных скважин. В скважине 185 проведено вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), отобран керн и глубинная проба нефти. В скважине 297, пробуренной на юго-восточном склоне поднятия, пласт Ю₁¹ заглинизирован. Пласт Ю₁² вскрыт в интервале 2641.6 – 2644.4 м, которому соответствуют абсолютные отметки -2543.4 – 2546.2 м, что гипсометрически соответствует абсолютной отметке нефтяного пласта в скважине 295. При испытании пласта в интервале 2640–2645 м (а.о. -2541.8 – 2546.8 м) получен промышленный приток нефти с пластовой водой на динамическом уровне 825 м (Qн – 0.74 м³ /сут., Qв – 0.06 м³ /сут.). По промыслово – геофизическим данным характеристика пласта неоднозначная.

Скважина 298, пробуренная в юго-западной периклинальной части месторождения, вскрыла кровлю пласта на абсолютной отметке -2551.6 м, что гипсометрически ниже подошвы нефтяной зоны пласта на 8.6 м. По промыслово-геофизическим данным пласт водонасыщен, но притока пластового флюида при опробовании в процессе бурения не получено. Скважиной 299, пробуренной на северо-востоке месторождения, пласт вскрыт в пределах зоны выклинивания, что подтверждается данными интерпретации ГИС и данными опробования: из интервала а.о. -2496.7– 2529.7 м за 70 минут притока не получено.

В скважине 301 при испытании пласта Ю₁² в интервале 2704 – 2706 м (а.о. - 2534.3 – 2536.3 м) при переливе получен фильтрат бурового раствора с примесью нефти (37%). Дострелом был испытан пласт Ю₁¹ в интервале 2692– 2698 м (а.о. - 2522.3–2528 м). Дебит нефти на штуцере 3.2 мм составил 17 м³/сут.

Основные характеристики залежи пласта Ю₁¹⁻² приведены в таблицах 1.1; 1.2; 1.3.

Таблица 1.1 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Объект разработки
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2518.9
Тип залежи	Пластовая сводовая литологически экранированная
Тип коллектора	Терригенный поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	44667
Параметры	Объект разработки
Средняя общая толщина, м	16.35
Средняя газонасыщенная толщина, м	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	
Коэффициент пористости, доли ед.	0.161
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.601
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.571

Продолжение таблицы 1.1

Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.582
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	5.65
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.64
Расчлененность	8.8
Начальная пластовая температура, °С	96
Начальное пластовое давление, МПа	26.6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	0.57
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	745
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	828
Абсолютная отметка ГНК, м	-
Абсолютная отметка ВНК, м	-2543
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.231
Содержание серы в нефти, %	0.37
Содержание парафина в нефти, %	1.98
Давление насыщения нефти газом, МПа	10.7
Газовый фактор, м ³ /т	88.2
Содержание сероводорода, %	-
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.35
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1
Сжимаемость, $1/\text{МПа} \times 10^{-4}$	
Нефти	11.4
Воды	4.5

1.2.4 Физико – гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Промышленная нефтеносность Шингинского месторождения обусловлена наличием залежи в песчано-алевролитовом пласте Ю₁¹⁻² верхневасюганской подсвиты, который характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пластовколлекторов. Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю₁¹ и Ю₁², неравномерно распространённых по площади и гидродинамически связанных.

Физико–литологическая характеристика коллекторов продуктивных отложений Шингинского месторождения изучалась по результатам лабораторных исследований керн в скважине 185 и с привлечением первичного описания керн.

Среднее значение нефтенасыщенности по данным ГИС составляет 60%, средневзвешенное 62%. Рекомендовано к расчётам принять Кн=65%, утверждённое по геологическим запасам 2007 г. Пористость по данным керн составляет 14.4 – 15%,

по ГИС 15.9%. К расчётам рекомендовано значение пористости 15%, утвержденное по геологическим запасам 2007 г.

В 2006 г. В рамках научно – исследовательской работы «Комплексное исследование керна из скважин на территории деятельности ООО «Газпромнефть – Восток» были проведены определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на образцах керна из скважин Шингинского месторождения (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Результаты определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на образцах скважин Шингинского месторождения

Глубина отбора образца, м	Открытая пористость, Кп, %	Газопроницаемость, Клр, мД	Водоудерживающая способность, Квс, %	Начальная нефтенасыщенность, КНН, %	Остаточная нефтенасыщенность, КОН, %	Коэфф. вытеснения, Квыт	Объем прокачки, Vпор	Пористость эффективная, $K_{эф}=K_{п}*(1-K_{во})$, %	Пористость динамическая, $K_{д}=K_{п}*(1-K_{во}-K_{но})$, %
2628,55	16,3	5,9	46,8	53,2	25,1	0,528	3,2	8,7	4,6
2629,27	14,9	5,2	49,4				3,2	7,5	7,5
2636,11	15,8	4,8	44,0	56,0	30,3	0,459	3,2	8,8	4,1
2639,88	14,7	4,3	47,5	52,5	26,5	0,495	2,7	7,7	3,8
2636,92	14,5	3,5	53,2				2,7	6,8	6,8
2639,72	13,6	3,2	52,0	48,0	26,4	0,450	2,7	6,5	2,9

Среднее значение начальной нефтенасыщенности КНН = 52,4%, остаточной нефтенасыщенности КОН = 27,1%, коэффициента вытеснения Квыт = 0,483.

1.2.5 Свойства и состав пластовых флюидов

Для определения компонентного состава и свойств флюидов на месторождении проведены исследовательские работы с отобранными пробами, результаты которых проанализированы в данном разделе.

Исследование закономерностей свойств пластовых УВ смесей Шингинского месторождения проводилось на основе изучения данных о составах и физико – химических свойствах глубинных и поверхностных проб нефти.

Физико-химическая характеристика нефти и газа в пластовых и стандартных условиях

Пласт Ю₁¹⁺², согласно ГОСТ Р 51858-2002, нефть малосернистая (класс 1), по плотности лёгкая (тип 1). Ввиду того, что нефть не содержит сероводород и меркаптанов, она имеет вид 1. Таким образом, классификация нефти 1.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

По результатам осреднения данных однократного разгазирования представительных глубинных проб пластовой нефти получены следующие характеристики: плотность пластовой нефти составляет 745 кг/м³, сепарированной 835 кг/м³, объёмный коэффициент – 1.317, газосодержание – 124 м³/т, давление насыщения при пластовой температуре – 10.7 Мпа динамическая вязкость пластовой нефти равна 0.57 мПа*с.

В качестве подсчётных параметров на данном этапе изученности рекомендуется использовать значения плотности сепарированной нефти 828 кг/м³.

Свойства пластовых вод

На Шингинском месторождении водоносный комплекс изучен по 2 анализам воды с минерализацией 26,3 г/л (скв.301) и 27,8 г/л (скв.297).

По химическому составу воды относятся к хлоркальциевому типу, к группе гидрокарбонатных вод А, к подгруппе кальциевых вод с угленосных горизонтов (классификация В.А.Сулина).

Для проектирования разработки месторождения оценены плотность воды, её газосодержание и динамическая вязкость в пластовых условиях.

Запасы нефти и газа

Запасы нефти по пласту Ю₁¹⁻² Шингинского месторождения, утверждённые в ГКЗ Роснедра, составляют геологические/извлекаемые по категории С1 7500/3000 тыс.т. (протокол ЦКЗ МПР №6, 1998 г.). По категории С2 запасов нет.

По состоянию на 01.01.2007 на государственном балансе по Шингинскому месторождению числится начальных геологических/извлекаемых запасов нефти по категории С1 14922/5969 тыс.т, по категории С2 – 2301/920 тыс.т.

Вся площадь запасов категории С1 и меньшая часть запасов категории С2 (геол./извл. – 208/83 тыс.т) относятся к лицензионному участку ООО «Шингинское», остальные запасы категории С2 в объеме 2093/837 тыс.т принадлежат ООО «СТС-сервис».

Суммарные начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по месторождению составляют: категория С1 (геол./извл.) – 1316/526 млн.м³, категория С2 (геол./извл.) – 203/81 млн.м³. Запасы растворенного газа категории С2 в пределах лицензионного полигона ООО «Шингинское» составляют (геол./извл.) – 18/7 млн.м³.

Построение структурных карт и карт эффективных нефтенасыщенных толщин проведено в программном пакете, предназначенном для построения геологических моделей и подсчета запасов нефтяных и нефтегазовых месторождений – Petrell. Размер ячеек сетки при построении структурного каркаса и карт подсчётных параметров выбран 50 м по оси Х и 50 м по оси Y (количество ячеек по осям составляет 210 x 187 = 39270). При этом для моделирования использовались средневзвешенные по пласту значения петрофизических и подсчетных параметров.

Результаты расчёта площадей нефтеносности приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – результаты расчета площадей нефтеносности

Пласт, площадь	Площадь нефтеносности, тыс.кв.м, ЧНЗ+ВНЗ		
	C1+C2	C1	C2
Ю ₁ ¹⁻² в целом залежь	38555	30053	8502
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. в ЛУ	31420	30053	1367
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. вне ЛУ	7135	-	7135

Характер насыщенности коллекторов оценивался по данным комплексного анализа каротажа, керна и опробования скважин. Общая эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам определялась путем суммирования толщин отдельных прослоев коллекторов, имеющих продуктивную характеристику до принятого ВНК на основании опробования скважин и данных ГИС.

Средние эффективные нефтенасыщенные толщины получены делением суммарных объемов коллектора на соответствующие площади. Результаты расчетов по продуктивным пластам месторождения приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Средние эффективные нефтенасыщенные толщины

Пласт, площадь	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м, ЧНЗ+ВНЗ	
	C1	C2
Ю ₁ ¹⁻² в целом по залежи	7,10	3,87
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. в ЛУ	7,10	2,18
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. вне ЛУ	-	4,20

2.Состояние разработки месторождения

2.1 Основные этапы проектирования

Шингинское месторождение открыто в 1971г. И введено в пробную эксплуатацию в 1997 году. За историю разработки Шингинского месторождения было принято шесть проектных документов [1]:

Первый проектный документ – Проект пробной эксплуатации утвержден в 1994г. (протокол ЦКР № 1673). На месторождении предусматривалось бурение участка из 14 добывающих и 5 нагнетательных скважин. После бурения в свode залежи первой скважины №301 дальнейшие работы по освоению месторождения были остановлены. При испытании пласта в колонне получен приток нефти дебитом 11 м3 /сут на штуцере 3,5 мм. Проектом предусматривалось уточнение геолого-промысловых характеристик продуктивного пласта и разработка рекомендаций по освоению запасов нефти. Проект не был реализован и был продлен по согласованию с Госгортехнадзором РФ (протокол 767 от 27.06.2000) до 01.01.2004г.

В 1999г. Была выполнена работа «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО«Томскнефтегазгеология» на период действия лицензионных соглашений (протокол ЦКР №2437).

В 2001г. Лицензия на разработку месторождения переоформлена на ООО«Шингинское».

В связи с окончанием срока действия утвержденного ЦКР проектного документа возникла необходимость составления предусмотренной лицензионным соглашением технологической схемы разработки.

С 2003г. Действующим проектным документом являлась «Технологическая схема разработки Шингинского месторождения» (Протокол ЦКР МЭ №3022). Работа выполнена ООО «ТЕХНОЙЛ». Проектирование велось на основе запасов, утвержденных в 1973г. ЦКЗ Мингео СССР в количестве 7500/3000 тыс.т. начальных геологических/извлекаемых запасов.

Все запасы были учтены по категории С1. Всего было рассчитано четыре варианта разработки с сеткой скважин 500*500м, из которых только один вариант имел положительные показатели по экономике за счет внедрения операций ГРП и бурения 12-ти скважин с горизонтальными стволами.

- система размещения скважин – обращенная семиточечная.
- фонд скважин всего – 55 скважин (37 добывающих, 18 нагнетательных)
- к бурению – 53 скважины (35 добывающих, 18 нагнетательных).

Уровни добычи нефти, приведенные в постановляющей части протокола следующие:

- 2004г. – 2 тыс. т,
- 2005г. – 4 тыс. т,
- 2006г. – 20 тыс. т,
- 2007г. – 48 тыс. т,
- 2008г. – 80 тыс.т.

При этом бурение горизонтальных скважин и ГРП планировалось на период 2009 – 2011 годы. Проектные решения по Технологической схеме 2003года не выполнялись в связи с задержкой обустройства месторождения (в период 2004 – 2005гг. месторождение не эксплуатировалось и не производились запланированные буровые работы). Из-за отсутствия нефтепровода не были сданы в эксплуатацию пробуренные в 2006 году новые скважины.

Изменение геологической модели продуктивного пласта, послужило основанием для выполнения нового технологического документа. Регламентирующим добычу нефти на месторождении с 2008 года документом является проект «Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения», выполненный в 2007 году Научноаналитическим департаментом ОАО «Газпром нефть» и утвержденный протоколом ЦКР №4254 от 20.03.2008г. с основными положениями и технологическими показателями:

Максимальные уровни:

- добычи нефти, тыс.т 760,6 (2011г);
- добычи жидкости, тыс.т 926,4 (2011г.);
- закачки воды, тыс.м3 1201,7 (2011г);
- система разработки – площадное заводнение;

Разработка с поддержанием пластового давления;

Общий фонд скважин – 82, в т.ч. добывающих – 46, нагнетательных – 30, водозаборных – 2, ликвидированных – 4;

Фонд скважин для бурения – 69, в т.ч. добывающих – 41 (из них 18 ГС), водозаборных – 2 и нагнетательных – 26;

Применение МУН;

Достижение КИН – 0,400, Кохв.– 0,828, Квыт. – 0,483.

В 2009 году силами «Газпромнефть-НТЦ» был выполнен «Авторский надзор за реализацией проектных решений по разработке Шингинского месторождения» протокол ТО ЦКР РОСНЕДРА по ЯНАО №51-09 от 22.12.2009 . Целью данной работы являлся анализ выполнения проектных решений, принятых в «Дополнение к технологической схеме разработки», уточнение технологических показателей разработки, составление рекомендаций по оптимизации системы разработки.

С учетом фактического состояния по объекту Ю₁¹ был рассмотрен один вариант дальнейшей разработки месторождения.

Вариант 1 – Реализация сложившейся системы разработки;

- Выделение одного объекта разработки – Ю₁¹ ;
- Режим водонапорный, заводнение площадное;
- Способ эксплуатации механизированный (ЭЦН);
- Ввод из бурения 95 эксплуатационных скважин:

2009 год – 9 скв;

2010 год – 50 скв;

2011 год – 9 скв.

– Общий фонд скважин – 113 скв., в т.ч. 71 добывающая (в том числе 15 горизонтальных) и 42 нагнетательных.

Таблица 2.1— Показатели разработки

Показатели	2009	2010	2011
Добычи нефти, тыс. т	194,2	436,5	727,3
Добычи жидкости, тыс. т	241,7	691,7	1176,3
Фонд добывающих скважин, шт.	23	60	57
Фонд нагнетательных скважин, шт.	4	17	28

В целом по месторождению система разработки залежи с помощью вертикальных и горизонтальных скважин была сохранена. С целью предотвращения рисков, связанных с бурением горизонтальных скважин, проектная система в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин пласта была скорректирована. С целью предотвращения негативных последствий корректировки проектной системы вместо бурения одной горизонтальной скважины предлагалось бурение двух вертикальных или наклоннонаправленных скважин с проведением в них ГРП. Плотность сетки скважин относительно проектной не изменилась и составила 22 га/скв.

В 2007–2009 гг. на территории месторождения проведены сейсмические работы 3D, выполнен большой объем эксплуатационного бурения, к имеющемуся кернавому материалу скважины 185 добавились новые данные по результатам исследований керна скв. 342, появились новые данные по исследованию поверхностных и глубинных проб нефти. Все это явилось основанием для нового подсчета запасов нефти и обоснования КИН, который выполнен ООО «Газпромнефть-НТЦ» в 2010 году (протокол №2288-дсп ГКЗ 31 Роснедра от 24 сентября 2010г.). Согласно

технологическим расчетам, выполненным в рамках созданной гидродинамической модели Шингинского месторождения при реализации предложенной концепции развития и выполнении рекомендуемого комплекса геолого-технических мероприятий в целом на месторождении представляется принципиально возможным достичь коэффициента нефтеизвлечения 0,350 долей ед. (ранее утвержденный 0,400 долей ед.). Основная причина снижения балансового коэффициента нефтеизвлечения нефти на месторождении – снижение коэффициента вытеснения нефти с 0,483 д.ед. до 0,432 д.ед. в результате полученных дополнительных данных.

На основании пересчета запасов и утвержденного КИН в 2011 году был составлен новый проектный документ «Дополнение к Технологической схеме разработки Шингинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.11.2011 г. № 31-11), который в настоящее время является действующим проектным документом, со следующими принципиальными положениями (вариант 3):

1. Максимальные проектные уровни:
 - добычи нефти – 617,5 тыс. т (2011 г.)
 - добычи жидкости – 1951,3 тыс. т (2017 г.)
 - закачки воды – 2340 тыс. м³ (2017 г.)
 - добычи растворенного газа
 - 2 млн. м³ (2011 г.);
 - использование растворенного газа
 - 95% с 2012 г.
2. Выделение одного эксплуатационного объекта – пласт Ю₁¹ ;
3. Система разработки – обращенная 7-точечная с расстоянием между скважинами 500м, ПСС – 25,0 га;
4. Общий фонд скважин – 181, в том числе добывающих – 119, нагнетательных – 62;
5. Фонд скважин для бурения – 101, в том числе добывающих – 67, нагнетательных – 34;
6. Достижение КИН по месторождению (по категории С1) – 0,350, Квыт – 0,423, Кохв. – 0,827;

2.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Шингинское месторождение открыто в 1971г. И ведено в пробную эксплуатацию в 1997 году. Разработка месторождения ведется в соответствии с проектными решениями «Дополнение к Технологической схеме разработки Шингинского месторождения» 2011 года.

На месторождении выделен один объект эксплуатации – пласт Ю₁¹ . Закачка на месторождении осуществляется с 2008 года. Шингинское месторождение находится в стадии активного разбуривания продуктивной залежи.

Разработка месторождения осуществлялась с 1997 года одной разведочной скважиной № 301 в режиме сезонной эксплуатации в условиях отсутствия нефтепровода. Эксплуатация велась в зимнее время в течение 3–4 месяцев.

Накопленная добыча нефти на месторождении за эти годы составляла от 128 до 1008 т. Скважина работала практически безводной нефтью со средним дебитом 11,7 т/сут.

В 2003 году продуктивная залежь разрабатывалась одной скважиной в течение всего 13 дней.

В 2002, 2004 – 2005 годах добыча нефти на месторождении не проводилась ввиду отсутствия обустройства. Активное бурение на месторождение ведется с 2006 года: за 2006г. На месторождении пробурено семь эксплуатационных скважин. Две из пробуренных в декабре 2006г скважин (№№167,185) были введены в разработку. Освоение остальных скважин осуществлялось в 2007г. После сдачи в эксплуатацию нефтепровода.

Ввод в эксплуатацию дополнительных добывающих скважин увеличил добычу нефти на месторождении. На конец 2006 года в действующем фонде месторождения находилось три добывающие скважины: №№ 301Р, 167, 185. Годовая добыча нефти составила 1,5 тыс.т. при обводненности продукции 13%. Среднесуточный дебит нефти составлял 24,5 т/сут. Относительно высокие дебиты нефти (скважины вступали в эксплуатацию без ГРП) связаны тем, что разбуривание залежи велось в центральной ее части в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин при относительно хорошей энергетике пласта.

В 2007 году в разработку введено 7 новых скважин. Дополнительная добыча нефти составила 58,5 тыс.т. обводненность 16,5%. На скважинах, выходящих из бурения в 2007 году началось проведение ГРП на месторождении, как одного из эффективных методов повышения продуктивности скважин, в результате чего среднесуточный дебит нефти по скважинам вырос более чем в два раза (с 25 до 52 т/сут). Всего в 2007 году было проведено десять операций ГРП: семь на новых скважинах 2007 года и три на скважинах, пробуренных ранее (301,167,185). После проведения ГРП дебиты по всем скважинам возрастали, что свидетельствует о высокой эффективности данного вида ГТМ.

На месторождении продолжалось интенсивное бурение скважин: в течение 2008 года в эксплуатацию было введено восемь новых скважин. Новыми скважинами добыто 12,6 тыс.т нефти, жидкости – 14,08 тыс.т, обводненность по новым скважинам составила 10,2 %. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 12т/сут, тем не менее по переходящему фонду дебит нефти составлял более 28 т/сут. Низкие дебиты нефти по новым скважинам обусловлены прежде всего тем, что на скважинах не выполнялись операции ГРП. Все скважины сразу вступали в эксплуатацию при помощи ЭЦН.

Операции по ГРП были выполнены в течение февраля-марта 2009 года. Резкое снижение дебитов жидкости скважин в первый месяц работы после ГРП обусловлено недостаточно эффективной системой ППД.

Разработка месторождения по апрель 2008 года велась без поддержания пластового давления. В апреле 2008 года под нагнетание была переведена скважина 185. В октябре осуществлен перевод под ППД скв. 205. Среднесуточная приемистость скважин в 2008 году составила 422 м³ /сут, накопленная закачка составила 130,3 тыс.м³ .

В 2009 г. На месторождении добыто 193 тыс.т. нефти. В течение года из бурения был осуществлен ввод девяти новых добывающих скважин. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 36,7 т/сут при обводненности добываемой продукции 21%. Значения забойных давлений в большинстве добывающих скважин составляют 50-70 атм. В течение 2009 года в нагнетательный фонд после отработки были переведены две скважины.

В 2010 г. На месторождении пробурено 53 новые скважины, из них девять нагнетательных скважин, включая две целевые (№340 и №362) без отработки на нефть. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 31,1 т/сут при обводненности добываемой продукции 25,3%. Всего за 2010г. Из новых скважин добыто 251 тыс.т.

В 2011 г. На месторождении пробурено 42 новые скважины, из них семь нагнетательных скважин, включая две целевые (№129 и №146) без отработки на нефть. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 29,7 т/сут при обводненности добываемой продукции 19,5%. Всего за 2011г из новых скважин добыто 189,7 тыс.т.

В 2012 г. На месторождении пробурено восемнадцать новых скважин. Во всех скважинах были выполнены операции большеобъемного ГРП. Среднесуточный дебит нефти по новым скважинам составил 25,7 т/сут при обводненности добываемой продукции 32,1%. Всего за 2011г из новых скважин добыто 47,9 тыс.т. В течение 2012 года в нагнетательный фонд после отработки были переведены три скважины.

Основные показатели разработки объекта Ю1 1 представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 — Технологические показатели разработки Шингинского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Дебит нефти, т/сут	Накопл. добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Дебит жидкости, т/сут	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³	Компенсация текущая, %	Компенсация накопл., %	Приемистость, м ³ /сут	Накопл. закачка воды, тыс.м ³	Действ. фонд доб. скв.	Действ. фонд нагн. скв.
1997	1,0	11,7	1,0	1,0	12,1	1,0	3,4						1	
1998	0,8	21,2	1,9	0,9	22,3	1,9	4,9						1	
1999	0,9	10,3	2,8	0,9	10,3	2,9	0,0						1	
2000	0,7	9,9	3,5	0,7	9,9	3,5	0,0						1	
2001	1,8	22,8	5,2	1,8	22,9	5,3	0,7						1	
2002			5,2			5,3								
2003	0,1	9,8	5,4	0,1	9,8	5,5							1	
2004			5,4			5,5								
2005			5,4			5,5								
2006	1,5	24,5	6,8	1,7	28,2	7,1	13,0						3	
2007	74,6	52,0	81,4	89,4	62,2	96,5	16,5						10	
2008	115,9	28,1	197,3	133,0	32,2	229,5	12,9	130,3	64,1	37,3	422,3	130,3	12	2
2009	193,0	31,2	390,3	237,9	38,5	467,4	18,9	270,4	76,2	56,9	263,2	400,7	23	4
2010	412,4	27,4	802,7	572,8	38,1	1040,2	28	786,7	95,6	77,7	228,3	1187,3	60	19
2011	624,5	23,9	1427,2	904,8	34,7	1944,7	31	1316,4	102,5	89,1	144,5	2503,7	88	34
2012	582,8	18,2	2010,0	994,4	31,1	2939,1	41,4	1345,7	99,8	92,6	105,0	3849,3	93	46

Всего на месторождении на 01.01.2013 года из пласта Ю₁¹ добыто 2010 тыс. т. Нефти, 2939 тыс.т. жидкости. Отбор от начальных извлекаемых запасов составляет 25,1%, текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,088. Фактическая обводненность продукции составила 41,4%.

На 01.01.2013 г. Весь добывающий фонд объекта Ю₁¹ эксплуатируется механизированным способом (ЭЦН). Среднее забойное давление по всему фонду составляет около 7,8 Мпа, что ниже давления насыщения (11,2 Мпа).

Проектным документом предусмотрена эксплуатация скважин на забойных давлениях 7,5Мпа. [1]

2.3 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин

Месторождение введено в пробную эксплуатацию в 1997 году на основании проекта пробной эксплуатации, утвержденного в 1994г. (протокол ЦКР № 1673).

На 01.01.2013г. в эксплуатационном фонде Шингинского месторождения находится 145 скважин: 93 добывающих скважин и 46 нагнетательных, две водозаборных. Фонд ликвидированных скважин составляет 4 единицы. По своему проектному назначению все ликвидированные скважины являлись поисковыми и разведочными. По состоянию на 1.01.2013 г. На Шингинском месторождении пробурено 145 скважин, в том числе 5 поисково-разведочных (№№295Р, 297Р, 298Р, 299Р, 301Р), 139 эксплуатационных по назначению, две водозаборных. Скважина №301Р в январе 1997 года переведена в добывающий фонд, остальные скважины были ликвидированы по геологическим причинам.

Действующий фонд добывающих скважин составляет 93 скважин. Все скважины механизированы насосами ЭЦН.

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин за 2011 год составляет 0,96; за 2012 год – 0,98.

В настоящее время Шингинское месторождение находится в стадии активного разбуривания и наращивания темпов добычи нефти. Средний 38 текущий дебит по нефти составляет 19 т/сут, варьируя по скважинам от 5 до 50 т/сут. Текущий дебит по жидкости находится в диапазоне от 4 до 77 т/сут, в среднем составляя 32 т/сут. В настоящее время 33% скважин работает с дебитом нефти от 10 до 20 т/сут ; 32% скважин работают с дебитом от 20 до 50 т/сут; 4% скважин работают с дебитом от 50 до 100 т/сут и по 30% скважин работают с дебитом менее 10 т/сут. С обводненностью продукции менее 20% эксплуатируется 28% скважин действующего фонда, от 20 до 60% – 43% скважин, от 60 до 90% – 28% скважин и, с обводненностью более 90 – 98% в эксплуатации находится одна скважина (1%).

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2013 г. Приведено в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности по состоянию на 01.01.2013 г.

Дебит нефти, т/сут	Обводненность						Всего
	< 1	1-20	20-60	60-90	90-98	> 98	
1	3	4	5	6	7	8	9
0-10	0	1	5	21	1	0	28
10-20	0	5	23	3	0	0	31
20-50	0	16	12	2	0	0	30
50-100	0	4	0	0	0	0	4
> 100	0	0	0	0	0	0	0
Итого	0	26	40	26	1	0	93

В нагнетательном фонде скважин числится 42 действующих скважины, работающих со средней приемистостью 105 м³ /сут.

Таким образом, действующий эксплуатационный фонд на 01.01.2013 г. Составил – 135 скважин, четыре нагнетательные скважины находятся в бездействии. 71 % добывающих скважин работают с обводненностью продукции до 60%.

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда скважин на 01.01.2013 г. Составляет 0,98, коэффициент использования – 0,97, нагнетательного фонда – 0,97 и 0,89 соответственно. [1]

3. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий

Добыча нефти на Шингинском месторождении ведется с 1997г. На 01.01.2013г. Шингинское месторождение разрабатывается 93 действующими добывающими скважинами, одна из которых №335Г с горизонтальным окончанием ствола, и 42 нагнетательными скважинами.

Применение методов, которые направлены на интенсификацию добычи нефти и увеличении нефтеотдачи пластов, выполняются на Шингинском месторождении с 2006 г. Используются гидродинамические и механические методы. Данные по применению ГТМ на Шингинском месторождении заносятся в базу данных WIZ GTM, начиная с 2006г. За период 2006-2013 гг. на Шингинском месторождении было проведено 242 геолого-технических мероприятий (ГТМ), дополнительная добыча нефти составила 812 тыс.т. Основная добыча нефти получена от ГРП (рис. 3.1).

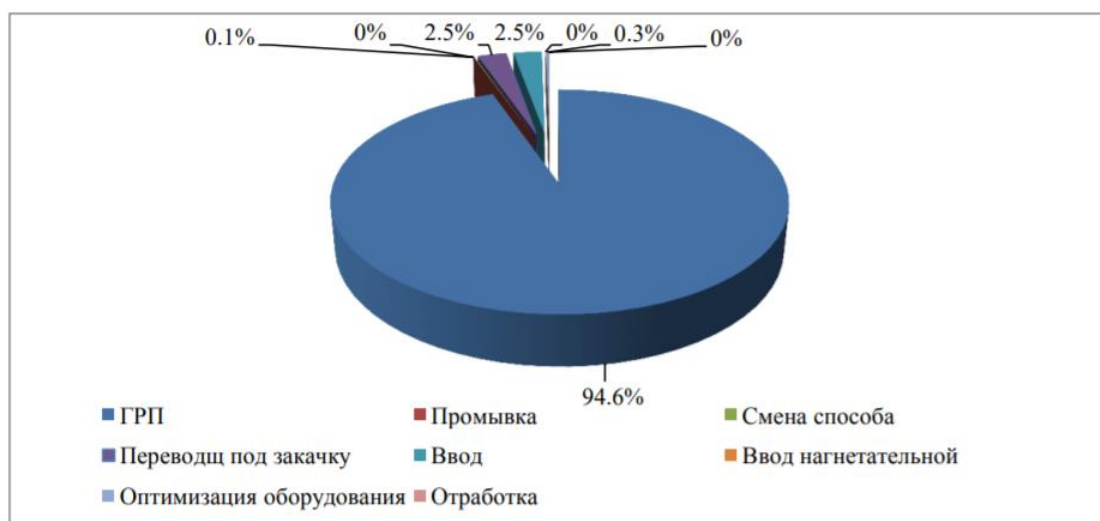


Рисунок 3.1 — Распределение эффективности основных геологотехнологических мероприятий, применяемых на Шингинском месторождении (2006-2012 гг.)

За период 2006-2012 гг. было проведено: 129 ГРП, 10 раз проводили смену способа эксплуатации скважин, перевод под закачку – 40 операций, 18 операции по вводу скважин из бездействия, 3 ввода нагнетательных скважин (рис. 3.2).



Рисунок 3.2 — Распределение количества геолого-технологических мероприятий по видам (2006–2012 гг)

Рассмотрим ГТМ, проведенные за 2006–2012 гг. Всего за данный период различным видам воздействия на призабойную зону и пласт с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти подверглись 88 скважин. Динамика проведения и эффективность ГТМ приведены в таблице 3.1

Дополнительная добыча нефти по месторождению за счет реализации ГТМ в 2006–2012 гг. оценена в 1932 тыс.т, что составляет 96% от накопленной добычи нефти по Шингинскому месторождению за весь период его разработки.

Из основных видов ГТМ на месторождении применялся только ГРП – 143 скважины, остальные виды ГТМ относятся к прочим и не имеют значительной дополнительной добычи нефти

Анализ мероприятий основан на данных, полученных из базы данных недропользователя «Визуализация ГТМ».

Таблица 3.1 – Эффективность применения ГТМ на Шингинском месторождении

Виды ГТМ	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2006-2012
<i>на добывающих скважинах</i>								
1. Горизонтальные скважины								
а) количество пробуренных скв.			1					1,0
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.			1,5					1,5
в) добыча нефти тек.г ода + пр.лет, тыс.т			1,5	3,0	5,3			9,8
2. ГРП								
а) количество проведенных операций (шт)		10		16	54	44	19	143
б) доп. добыча нефти тек. года, тыс.т		66,9		114,0	257,6	326	116	880
б) доп. добыча нефти тек. + пр.лет, тыс.т		66,9	72,8	165,0	372,3	607,6	559,0	1844
Прочие методы			1,09	2,27	2,26			
3. Промывка								
а) количество проведенных операций (шт)		4	2					6
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.		0,1	0,2					0
в) добыча нефти тек.года+ пр.лет, тыс.т		0,1	0,2					0
4. Смена способа								
а) количество проведенных операций (шт)		8			2			10
б) доп. добыча нефти тек. года, тыс.т		0,4			0,0			0
б) доп. добыча нефти тек. + пр.лет, тыс.т		0,5	0,1		0,0			1
5. Перевод по закачку								
а) количество проведенных операций (шт)			2	1	11	14	12	40
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.			2,9	0,0	1,2	7,1	6,1	17
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс.т			2,9	9,3	5,5	8,3	12,4	38
6. Ввод								
а) количество проведенных операций (шт)	3	17	9	15	52	42	17	152
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.	0,8	0,1	11,7	0,7	0,2	8,4	3,4	25
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс.т	0,8	3,0	11,7	1,7	0,2	8,6	12,0	37

Продолжение таблицы 3.1

7. Ввод нагнетательной								
а) количество проведенных операций (шт)					2	1		3
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.								0,0
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс.т								0,0
8. Оптимизация оборудования								
а) количество проведенных операций (шт)					1			1
б) добыча нефти в тек. году, тыс.тонн.					2,3			2,3
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс.т					2,3			2,3
Всего мероприятий	3	39	14	32	122	101	48	356
Всего дополнительная добыча тек.года	1	68	16	115	261	341	126	927
Всего доп. добыча тек. года + пр.лет	1	71	89	179	386	624	583	1932

3.1 Анализ эффективности ГРП

Проведение ГРП как одного из эффективных методов повышения продуктивности скважин на Шингинском месторождении начало внедряться с 2007 г. На скважинах, выходящих из бурения. Все обработки по ГРП проводились на объекте Ю11 без приобщения в большинстве случаев обводненного горизонта Ю₁³⁻⁴.

Технологическая эффективность проведения гидравлического разрыва пласта оценивалась путем сопоставления базовых уровней добычи нефти по скважинам, рассчитанных до мероприятия, с фактическими уровнями добычи после проведения мероприятия.

Средняя продолжительность эффекта с 2007 г. По 2013 г. Составила девятнадцать месяцев. За рассматриваемый период всего закачано 13013 т. Проппанта, средний объем закачки на скважину составил 91 тонну, на метр эффективной толщины приходится 10 т. Проппанта. Средние значения стартового дебита, объема проппанта, коэффициента продуктивности при различных нефтенасыщенных толщинах приведены на рисунке 3.1.

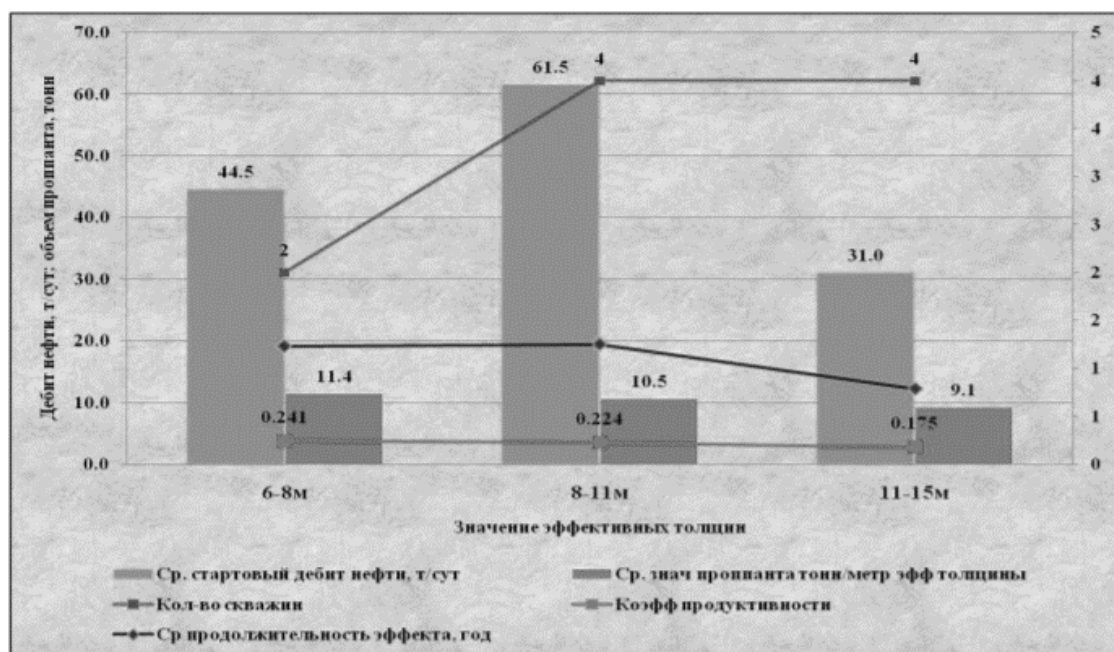


Рисунок 3.1 – Сравнение средних значений стартового дебита нефти, количества пропантанта и коэффициента продуктивности после ГРП по эффективным нефтенасыщенным толщинам

Технология проведения ГРП за анализируемый период времени претерпела изменения в области применяемых загрузок полимера и фракций пропантанта. Если ранее применялись гуаровые гели с загрузкой полимера 4 – 4,5 т/м³, то в настоящее время перешли на менее колюматизирующие составы с загрузкой 3 – 3,5 т/м³, хотя основа осталась водной с боратной системой сшивания. Данная система характеризуется высокой технологичностью, хорошими прогнозными параметрами, низкой стоимостью, а также соответствует правилам безопасности и экологичности.

Применяемые фракции пропантанта – 16/20 и 12/18 позволяют создавать трещины с высокой проводимостью (1500–2500 мд*м), а использование в конце обработки полимернопокрытых пропантантов позволяет увеличить срок службы насосного оборудования, уменьшить вынос пропантанта в процессе эксплуатации и стабилизировать пропантантную набивку трещины в призабойной зоне.

Создаваемые трещины ГРП имеют следующие средние геометрические параметры: полудлина крыла находится в районе 130 – 160м, закрепленная высота трещины – 35 – 45м, средняя ширина 5 – 7мм, градиент разрыва 15 – 17 атм/м. Применяемые технологические приемы позволяют достичь значительной запакованности трещин, характеристикой которой служит прирост ISIP (мгновенное давление остановки насосов), находящийся в интервале 20 – 60 атм. С точки зрения технологической успешности уровень незапланированных остановок обработки («стоп») по данному месторождению находится в пределах 3%, что является очень хорошим показателем.

Одним из рычагов повышения технологической эффективности служит качественное моделирование пластовых условий, профиля напряжений, размеров

стадий и прогноз утечек жидкости ГРП. По данному месторождению размер стадии «подушка» («Pad stage») закачивается в среднем 25–35% по смеси от размера основной работы. Существующие геолого-механические условия способствуют достижению довольно ограниченных трещин по высоте, контрольным параметром которого является создаваемое эффективное давление. Для данного месторождения P_{net} (Эффективное давление) находится в интервале 50–70 атм.

Технологически работы проходят с использованием технологии плавного повышения концентрации проппанта (рампы), конечное значение которого достигает 1200 кг/м³.

Перед каждой работой обязательным условием является проведение тестов на стабильность с образцами воды с конкретного источника и именно на той химии, которая будет использоваться на работе. Это позволяет быть уверенным в качестве жидкости-песконосителя и снизить риски по отклонению от программы в процессе производства гидроразрыва, а это, в свою очередь, позволяет достигать запланированных геометрических параметров трещин с ожидаемыми приточными характеристиками. В составе цикла на скважине обязательно проводится стадия мини ГРП для оценки фильтрации жидкости на данной скважине, расчета создаваемого эффективного давления, калибровки контраста напряжений в модели, выяснения давления закрытия трещины и проверки качества сообщения с пластом.

Основными проблемами являются качественное определение давления закрытия для калибровки модели в случае высокой эффективности жидкости. Зачастую в процессе проведения мини ГРП не удается достигнуть глинистых барьеров из-за ограниченности объемов тестовой закачки, и в этом случае прогноз поведения давления вызывает значительные затруднения. Для исключения неоднозначности в интерпретации данных мини ГРП проводится анализ работ по окружающим скважинам с выделением средних значений по данному району. После проведения основной работы проводится анализ поведения давления с обязательным совмещением фактических графиков с модельными. В результате совмещения давлений (ISIP (мгновенное давление остановки насосов), P_{cl} (давление смыкания трещины), P_{net} (Эффективное давление)) строится фактически полученная геометрия, и геометрические параметры используются для расчета типоразмера погружного насосного оборудования.

Несомненно, мероприятия по ГРП являются эффективными, так как гидравлический разрыв объекта позволяет не только интенсифицировать приток жидкости, но и вовлечь в разработку ранее не дренируемые участки, тем самым, увеличивая конечную нефтеотдачу.

Новых технологий не применялось. Анализ качества и сложившейся технологии проведения ГРП показывает, что на месторождении удастся применять агрессивные типы дизайнов. Отличительными моментами проведенных работ, являются высокий процент закаченного проппанта с концентрацией более 1100 кг/м³ (в среднем 49 % на скважину), высокая конечная концентрация (средняя 1150 кг/м³) и агрессивный график закачки. Положительный момент таких дизайнов – это хорошая упаковка и равномерное распределение проппанта в сформированной трещине.

Выводы и рекомендации по ГРП

1. Результаты показывают, что применение ГРП по месторождению характеризуется значительной технологической эффективностью. Дополнительная добыча после ГРП за период 2006-2012 гг. составила 1722 тыс. тонн. В целом по месторождению на объекте Ю1 после проведения ГРП средний стартовый дебит жидкости составил 86 м³/сут, нефти 48 т/сут. За рассматриваемый период на действующем фонде средний прирост дебита нефти составил 30 т/сут. , на новом фонде – 36 т/сут.

1.1 Средняя продолжительность эффекта с 2007 г. По 2013 г. Составила 19 месяцев. За рассматриваемый период всего закачано 13013 т. Проппанта, средний объем закачки на скважину составил 91 тонну, на метр эффективной толщины приходится 10 т. Проппанта. Новых технологий не применялось.

1.2 По сравнению с прошлыми годами, в 2010 — 12 гг. на 70 % скважин производились закачки проппанта в следующих пропорциях: 60 % проппанта фракции 16/20, 20 % проппанта фракции 12/18 и 20 % (но не менее 1 тонны на метр эффективной толщины) прорезиненного проппанта фракции 12/18. Также на 7 скважинах (12% от общего числа работ) в конце 2010г. Применена загрузка полимера с концентрацией 3,4кг/м³ , с сохранением технологической успешности.

1.3 Проведение ГРП на месторождении в дальнейшем рекомендуется продолжить на новых скважинах с целью дальнейшей стимуляции продуктивных пластов. Для оптимизации существующих дизайнов, с целью определения остаточной проводимости проппантной пачки в изменяющихся условиях работы скважин рекомендуется продолжить внедрение путей оптимизации, в частности – для уменьшения степени загрязнения матрицы коллектора гуаром снижать концентрацию полимера в геле с 3.6 кг/м³ до 3.2 кг/м³ , после предоставления результатов тестирования на стабильность и разрушение при температуре пласта. Это приведет к повышению коэффициента продуктивности до 6-8 %.

3.2 Анализ эффективности других методов

Перевод под закачку

Перевод скважин под закачку на Шингинском месторождении применялся 40 раз. Дополнительная добыча нефти составила 38 тыс.т, средний прирост дебита 3т/сут, средняя продолжительность эффекта 3 месяца. Данный вид ГТМ будет востребован и далее при расширении сетки бурения с целью поддержания пластового давления в зонах отборов.

Промывка скважин

Промывка скважины является низкоэффективным видом ГТМ для Шингинского месторождения за 2007-2013 гг. было проведено 6 скважинных операций. Дебит нефти вырос от 0,1 до 3,6 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 0.2 тыс.т., продолжительность эффекта составила от 3 до 153 дней. Успешность составляет 50%. Данный вид ГТМ не эффективен для данного месторождения.

Смена способа эксплуатации

За рассматриваемый период было выполнено 10 операции по смене способа эксплуатации скважин. Дополнительная добыча нефти 1 тыс.т. Средний прирост дебита нефти 0.4 т/сут, максимальная продолжительность эффекта составила 339 дней. Успешность составила 80%. Данный вид ГТМ отмечается низкой эффективностью.

Ввод скважин

Операция по вводу скважин как вид ГТМ за рассматриваемый период была выполнена 152 раз. Дополнительная добыча нефти составила 37 тыс.т. средний прирост дебита 4,7 т/сут, средняя продолжительность эффекта 87 дней, успешность данного вида ГТМ 96%.

Бурение горизонтальных скважин

В ноябре 2008 г. На месторождении введена в разработку первая горизонтальная скважина №335Г, за 2008-2012 гг. добыто 18 тыс. т нефти. Средние начальные дебиты составили 34 т/сут, что выше в несколько раз начальных дебитов скважин, по которым не проводилось ГРП (рис. 3.2).

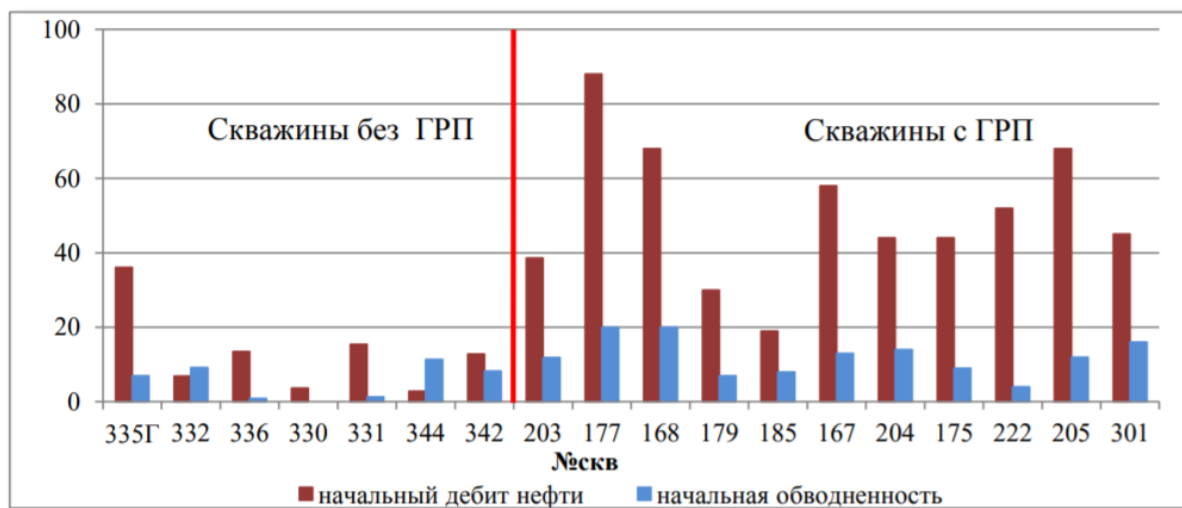


Рисунок 3.2 — Распределение начальных дебитов нефти и обводненности по скважинам без ГРП и с ГРП

Из рисунка 3.2 видно, что дебит по горизонтальной скважине №335Г более соответствует дебитам скважин с проведенным на них ГРП при вводе в разработку.

Ввод скважины № 335Г в эксплуатацию планировался с ГРП. Проведение ГРП проходило с отклонением от программы, был получен стоп на первой стадии закачки из-за невозможности транспортировки проппантной смеси ввиду некачественной перфорации хвостовика. ГРП был остановлен. Таким образом, скважина работает до декабря 2009 г на естественном режиме фильтрации без дополнительной трещиноватости.

Дебиты по нефти и жидкости по всем скважинам значительно снижаются в течение нескольких месяцев независимо от того, проведен на них ГРП или нет, затем стабилизируются на определенном среднем уровне, а обводненность остается относительно стабильной, что говорит о низкой фильтрационной способности пород

коллекторов. Основной отбор флюида идет из близлежащей прискважинной зоны, а удаленная часть зоны дренирования очень слабо вовлечена в работу.

Из рисунка 3.3 видно, что после четырех месяцев работы происходит снижение дебитов в 3 раза и стабилизация на уровне 10 т/сут. Это связано с отбором нефти из прискважинной зоны в первые месяцы, в дальнейшем – со слабой фильтрацией в зоне дренирования скважины и, соответственно, более низкой скоростью поступления нефти к стволу скважины; также сказывается влияние энергетического состояния пласта в зоне отбора, где пластовое давление снижено более чем до 220 атм, а начальное составляло 264 атм.

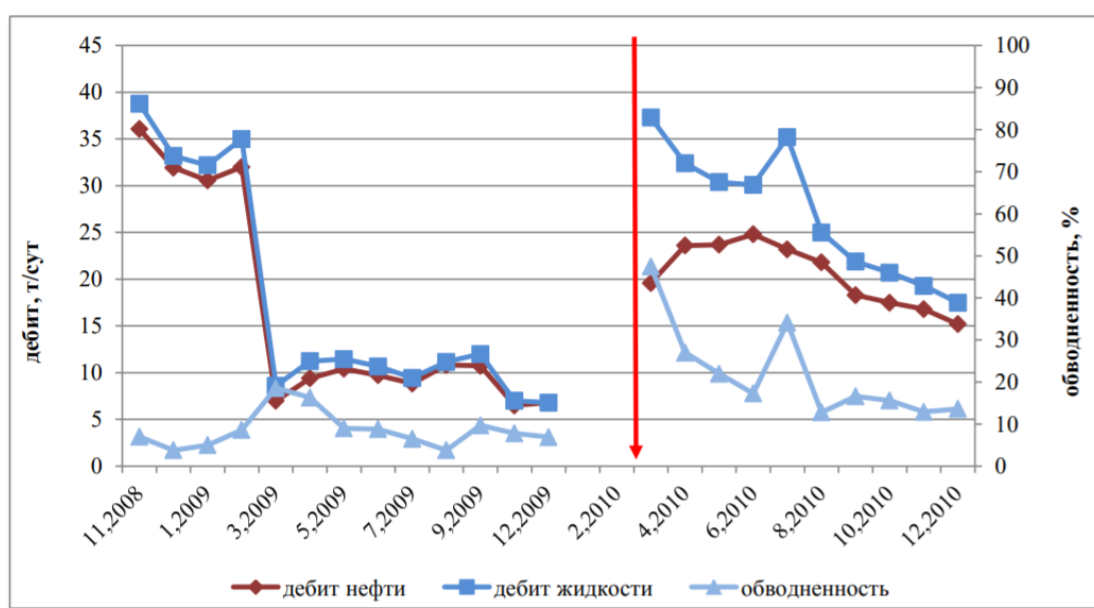


Рисунок 3.3 — Режим работы скважины №335Г

В апреле 2010 г на данной скважине был произведен ГРП. После запуска дебиты по нефти составили 19,6 т/сут., жидкость – 37,3 т/сут, обводненность – 47,5%. В дальнейшем происходит стабилизация и постепенное снижение дебитов по нефти и жидкости, обводненность стабилизируется на уровне 14%. На основании анализа работы горизонтальной скважины №335Г можно сделать вывод, что данный вид ГТМ (бурение ГС без ГРП или со стандартной технологией ГРП) для условий Шингинского месторождения является низкоэффективным. В дальнейшем, рекомендуется бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийных ГРП – применение данной технологии хорошо зарекомендовало себя на других месторождениях в аналогичных коллекторах.

Рекомендации по Шингинскому месторождению

Для определения фильтрационных характеристик пласта и контроля над его энергетическим состоянием рекомендуется использование забойных датчиков после проведения ГРП – технологии непрерывной регистрации кривой изменения давления (ГДИС). Это позволит оценить гидродинамическую связь с законтурной зоной пласта и его фильтрационно-емкостные свойства.

1. Месторождение находится на начальной стадии разработки. Система разработки месторождения не сформирована. Основной задачей по повышению эффективности системы разработки месторождения является уплотнение сетки скважин до проектной с организацией площадной системы ППД, с применением одного из методов повышения нефтеотдачи как ГРП. В проекте пробной эксплуатации Шингинского месторождения приведены предложения по проведению обработок ГРП на всех скважинах, выходящих из бурения.

2. Начальное пластовое давление составляло 26.6 Мпа, на текущий момент по некоторым зонам снизилось до 18 Мпа. Необходим перевод скважин под закачку с расширением сетки скважин для поддержания пластового давления в зонах отборов.

3. Рекомендуются проведение кислотных обработок совместно с другими мероприятиями, также рекомендуется использовать закачку растворителей и закачку составов, содержащих гидрофобизаторы. Кроме того, при обработке ПЗП скважин предусматривают применение реагентов для ингибирования набухания глин и очистки призабойной зоны. Данный вид ГТМ имеет не высокую эффективность, но он является малозатратным и окупает себя.

4. Применения ФХМ на Шингинском месторождении будет иметь смысл, когда будет сформирована система ППД, и месторождение вступит в III стадию разработки, действие данного вида ГТМ будет заключаться в необходимости снижения темпов увеличения обводненности добываемой продукции. Применение физико-химических технологий на нагнетательных скважинах месторождения с целью выравнивания профиля приемистости, то есть, повышения эффективности системы ППД путем переориентирования закачки с промытых в непромытые низкопроницаемые интервалы. Для проведения физико-химического воздействия на пласт будут выбираться участки с высоким темпом возрастания обводненности продукции скважин. Для применения можно рекомендовать комплексные технологии физикохимического воздействия, заключающиеся в последовательной закачке в пласт через нагнетательные скважины гелеобразующих и стимулирующих агентов в комбинации с солянокислотными обработками.

4. Технические требования, особенности планирования, и технологический расчет ГРП в условиях Шингинского месторождения

В связи с относительно низкой проницаемостью продуктивного нефтяного пласта Шингинского месторождения, ГРП оказался наиболее эффективным методом среди всех проведенных геолого-технических мероприятий, который может положительно повлиять на динамику работы скважин и залежи в целом при надлежащем планировании и качественному его проведению.

В рамках проекта во всех новых скважинах после их строительства планируется проведение ГРП.

Результаты работ в значительной степени зависят от адекватности проекта ГРП геолого-техническим условиям для каждой конкретной скважины. В свою очередь оптимизация проекта ГРП возможна только при условии наличия достоверной информации о пласте.

Информация о механических свойствах и напряженном состоянии целевого продуктивного пласта, а также глинистых пластов в кровле и подошве при планировании ГРП является основополагающей.

Техническими задачами, решению которых при проведении ГРП придается первостепенное значение, являются:

- создание трещины с оптимальной геометрией;

- удержание трещины гидроразрыва в границах продуктивного интервала.

В этой связи весьма актуальным является определение характера распределения напряжений в пластах как по вертикали, так и по площади. Получение информации о направлении максимальных напряжений позволяет также определиться с доминирующим направлением развития трещин и надлежащим образом спланировать как перфорационные работы, так и сами операции по ГРП.

Анализ результатов специальных видов ГИС, выполняемых на скважинах месторождения, в совокупности с анализом промысловых данных о прорывах воды позволяет лучше понять характер напряженного состояния пласта, направления максимальных напряжений и доминирующие направления развития трещин. Это, в свою очередь, позволяет не только оптимизировать планы работ по гидроразрыву пласта, но также иметь основания для принятия более обоснованных решений относительно схемы заводнения, оптимальной плотности и ориентации сетки скважин.

Главная цель, которая преследуется при проведении ГРП на Шингинском месторождении, состоит в максимальном повышении коэффициентов продуктивности скважин.

В ходе подготовки планов ГРП по каждой скважине рекомендуется моделировать геологические условия и процесс проведения гидроразрыва пласта, после чего оценивать ожидаемые результаты проведения операции. С целью оптимизации проекта ГРП рекомендуется рассматривать несколько вариантов, различающихся по следующим показателям:

- объем жидкости гидроразрыва и количество закачиваемого проппанта;

- тип, размер и график закачки проппанта;

- тип жидкости для гидроразрыва;

- необходимое число агрегатов;

При планировании ГРП рекомендуется ориентироваться на:

- применение жидкости ГРП на полимерной основе, использование полимерного геля в минимальных количествах;

- создание трещин с проводимостью порядка 2000 мД-м и полудлиной до 200 м;

- применение технологии гидроразрыва с концевым экранированием для скважин с проницаемостью пласта более 5 мД;

- применение осмоленного песка для минимизации выноса песка и проппанта.

По результатам моделирования выбирается наиболее оптимальный сценарий проведения ГРП для каждой скважины-кандидата.

Анализ качества и технологии проведения ГРП показал, что на Шингинском месторождении удастся применять агрессивные типы дизайнов с концентрацией закачки проппанта более 1000 кг/м³. Положительный момент таких дизайнов – это

хорошая упаковка и равномерное распределение проппанта в сформированной трещине. Новых технологий ГРП на месторождении не применялось.

Следует иметь в виду, что проектирование ГРП требует индивидуального подхода к каждой скважине-кандидату, поскольку не существует единого типового проекта ГРП, который можно было бы применить ко всем скважинам месторождения.

4.1 Методика расчёта гидроразрыва пласта [9]

Перед проведением работ на скважине производят расчёт параметров ГРП. Целью расчёта является определение количества материалов необходимых для проведения процесса (рабочих жидкостей, расклинивающего агента), давления на устье при выбранных темпах закачки жидкости в пласт и потребной гидравлической мощности оборудования (число агрегатов, буллитов), а также концентрации проппанта в жидкости-проппантоносителе.

Расчёт параметров ГРП представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей:

- расчёт основных характеристик процесса и выбора необходимого количества техники для проведения ГРП;
- определение вида трещин и расчёт ее размеров.

Рассчитаем параметры гидроразрыва по методике И.Т. Мищенко.

Для расчёта забойного давления разрыва пласта $P_{заб.}^p$, Мпа при использовании нефилтующейся жидкости:

$$\frac{P_{заб.}^p}{P_{г.г.}^p} \cdot \left(\frac{P_{заб.}^p}{P_{г.г.}^p} \right)^3 = 5,25 \cdot \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \cdot \left(\frac{E}{P_{г.г.}^p} \right)^2 \cdot \frac{Q \cdot \mu_{ж.п.}}{P_{г.г.}^p}, \quad (4.1)$$

где $P_{г.г.}^p$ - горизонтальная составляющая горного давления, Мпа;

ν - коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,2 - 0,3$);

E - модуль упругости пород ($E = (1 - 2) \cdot 10^4$), Мпа;

Q - темп закачки жидкости разрыва, м³/с;

$\mu_{ж.п.}$ - вязкость жидкости разрыва, Па·с.

Рассчитываем вертикальную составляющую горного давления $P_{г.в.}^p$, Мпа:

$$P_{г.в.}^p = \rho_{г.п.} \cdot h \cdot L_{скв.} \cdot 10^{-6}, \quad (4.2)$$

где $\rho_{г.п.}$ - плотность горных пород, кг/м³;

h - толщина пласта, м;

$L_{скв.}$ - глубина скважины, м.

Горизонтальная составляющая горного давления вычисляется по формуле:

$$P_{\text{с.с.}} = \frac{P_{\text{с.в.}} \cdot \nu}{(1 - \nu)}, \quad (4.3)$$

При закачке жидкости – проппантоносителя давление на устье скважине P_y , Мпа:

$$P_y = P_{\text{заб.}}^p - \rho_{\text{ж.п.}} \cdot g \cdot L_{\text{скв.}} \cdot 10^{-6} + P_{\text{тр.}}, \quad (4.4)$$

где $\rho_{\text{ж.п.}}$ - плотность жидкости – проппантоносителя, кг/м³;

$P_{\text{тр.}}$ - потери на трение, Мпа;

g - ускорение свободного падения, м/с².

Плотность жидкости – проппантоносителя определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ж.п.}} = \rho'_{\text{ж.п.}} \cdot (1 - B_n) + \rho_{\text{с.п.}} \cdot B_n, \quad (4.5)$$

где $\rho'_{\text{ж.п.}}$ - плотность жидкости используемой в качестве проппантоносителя, кг/м³;

B_n - объёмная концентрация проппанта в смеси.

Объёмная концентрация проппанта смеси определяется по расчётной формуле:

$$B_n = \frac{C_n / \rho_{\text{с.п.}}}{C_n / \rho_{\text{с.п.}} + 1}, \quad (4.6)$$

где C_n - концентрация проппанта 1 м³ жидкости, кг/м³, ($C_n = 250 \dots 300$ кг/м³).

Потери давления на трение жидкости – проппантоносителя $P'_{\text{тр.}}$, Мпа:

$$P'_{\text{тр.}} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L_{\text{скв.}} \cdot \rho_{\text{ж.п.}}}{(\pi^2 \cdot d_{\text{вн.}}^5)}, \quad (4.7)$$

где $d_{\text{вн.}}$ - внутренний диаметр НКТ, м;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления, определяется по следующей формуле:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (4.8)$$

где Re - число Рейнольдса, определяется по формуле:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{ж.п.}}{(\pi \cdot d_{вн.} \cdot \mu_{ж.п.})}, \quad (4.9)$$

где $\mu_{ж.п.}$ - вязкость жидкости с проппантом, Па.с.

Вязкость жидкости с проппантом определяется по формуле:

$$\mu_{ж.п.} = \mu_{ж.р.} \cdot \exp(3,18 \cdot B_n), \quad (4.10)$$

Если число Re больше 200, то потери давления трения $P_{тр.}$ увеличиваются в 1,52 раза и определяются по формуле:

$$P_{тр.} = 1,52 \cdot P'_{тр.}, \quad (4.11)$$

Определяем необходимое число насосных агрегатов N , шт.:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{(P_p \cdot Q_p \cdot K_{т.с.})} + 1, \quad (4.12)$$

где P_p - рабочее давление агрегата, Мпа;

Q_p - подача агрегата при данном P_p , м3/с;

$K_{т.с.}$ - коэффициент технического состояния агрегата ($K_{т.с.} = 0,5..0,8$).

Необходимый объём продавочной жидкости (при закачке в НКТ) V_n , м3:

$$V_n = 0,785 \cdot d_{вн.}^2 \cdot L_{скв.}, \quad (4.13)$$

Объём жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость – проппантоноситель) $V_{ж.}$, м3:

$$V_{ж.} = \frac{M_n}{C_n}, \quad (4.14)$$

где M_n - количество проппанта, которое предполагается закачать, кг.

Время проведения ГРП T , мин.:

$$T = \frac{(V_{ж.} \cdot V_n)}{Q_p}, \quad (4.15)$$

Определим раскрытость вертикальной трещины при разрыве пласта нефилтующейся жидкостью w_0 , м:

$$w_0 = \frac{(4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot L_{mp} \cdot (P_{заб}^p - P_{с.с.}))}{E}, \quad (4.16)$$

Длина трещины L_{mp} , м:

$$L_{mp} = \sqrt{\frac{V_{жс} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{заб}^p - P_{с.с.})}}, \quad (4.17)$$

Остаточная ширина трещины, принимая пористость после ее закрытия $m=0,3$, ω_1 , м:

$$\omega_1 = \frac{w_0 \cdot n_0}{1 - m} \quad (4.18)$$

где n_0 - открытая пористость, %.

Проницаемость трещин K_{mp} , м²:

$$K_{mp} = \frac{\omega_1^2}{12}, \quad (4.19)$$

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 $K_{н.з.}$, м²:

$$K_{н.з.} = \frac{(K_n h + K_{mp} \omega_1)}{(h + \omega_1)} \quad (4.20)$$

где K_n - проницаемость пласта, м²;

Определим, во сколько раз увеличится проницаемость $K_{ув.пр}$ в результате создания трещины по формуле:

$$K_{ув.пр.} = K_{н.з.} / K_n, \quad (4.21)$$

Из формулы Дюпюи, выводим приближенную формулу ожидаемого эффекта от гидроразрыва $\mathcal{E}$ по формуле:

$$\mathcal{E} = (\lg(R_k / r_c)) / (\lg(R_k / 0,5L_{mp})), \quad (4.22)$$

где R_k - радиус контура питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами, м ($R_k = 250 - 350$ м);

r_c - радиус скважины, м ($r_c = 0,1$ м);

Среднее увеличение дебита нефти Q_n , т/сут.:

$$Q_n = (q \cdot \mathcal{E}) \cdot 0,98 - q, \quad (4.23)$$

где q - средний дебит нефти, т/сут;

$\mathcal{E}$ - ожидаемый эффект от гидроразрыва

5 Экономическое обоснование проведения ГРП на Шингинском месторождении

5.1 Общие сведения о предприятии ПАО «Газпром нефть»

«Газпром нефть» — вертикально-интегрированная нефтяная компания, основные виды деятельности которой — разведка и разработка месторождений нефти и газа, нефтепереработка, а также производство и сбыт нефтепродуктов. Доказанные запасы (proved, 1P) углеводородов «Газпром нефти» на конец 2015 года оцениваются в 1,52 млрд тонн н.э., что ставит «Газпром нефть» в один ряд с 20 крупнейшими нефтяными компаниями мира. Компания перерабатывает порядка 80% добываемой нефти, демонстрируя одно из лучших в российской отрасли соотношений добычи и переработки. По объему переработки нефти «Газпром нефть» входит в тройку крупнейших компаний в России, по объему добычи занимает четвертое место. «Газпром нефть» ведет работу в крупнейших нефтегазоносных регионах России: Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, Томской, Омской, Оренбургской областях. Основные перерабатывающие мощности компании находятся в Омской, Московской и Ярославской областях, а также в Сербии. Кроме того, «Газпром нефть» реализует проекты в области добычи за пределами России — в Ираке, Венесуэле и других странах. Продукция «Газпром нефти» экспортируется в более чем 50 стран мира и реализуется на всей территории РФ и за рубежом через разветвленную сеть собственных сбытовых предприятий. В настоящее время сеть АЗС компании насчитывает 1793 станции в России, странах СНГ и Европы. Крупнейший акционер «Газпром нефти» — ПАО «Газпром» (95,68 %). Остальные акции находятся в свободном обращении.

Характеристика и структура предприятия

В структуру «Газпром нефти» входят более 70 нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и сбытовых предприятий в России, странах ближнего и дальнего зарубежья (таблица 5.1). Производственная структура ПАО «Газпром нефть» представлена в таблице 5.2. Таблица

Таблица 5. 1 – Структура ПАО «Газпром нефть»

Структура ПАО «Газпром нефть»	
Вид деятельности	Наименование компании
Добыча:	ООО «Газпромнефть-Восток» Филиал «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» Научно-технический центр «Газпром нефти» ООО «Газпромнефть-Оренбург» ООО «Газпромнефть-Развитие» ООО «Газпромнефть-Сахалин» ООО «Газпромнефть-Хантос» ООО «Газпромнефть-Ямал» АО «Мессояханефтегаз» (СП) ОАО «НГК «Славнефть» (СП) ОАО «Томскнефть» ВНК (СП) Gazprom Neft Badra B.V. Salym Petroleum Development N.V. (СП)
Переработка:	АО «Газпромнефть – Московский НПЗ» АО «Газпромнефть – Омский НПЗ» Многопрофильные компании: Нефтяная индустрия Сербии» (NIS) Реализация нефтепродуктов: ООО «Газпром нефть Азия» АО «Газпромнефть - Альтернативное топливо» ИООО «Газпромнефть-Белнефтепродукт» ТОО «Газпромнефть-Казахстан» ООО «Газпромнефть-Корпоративные продажи» ООО «Газпромнефть-Красноярск» (Лаборатория) АО «Газпромнефть-Новосибирск» ООО «Газпромнефть-Региональные продажи» ЗАО «Газпромнефть-Северо-Запад» ООО «Газпромнефть-Таджикистан» АО «Газпромнефть-Терминал»
Бункеровка:	ООО «Газпромнефть Марин Бункер»
Заправка авиатопливом:	АО «Газпромнефть-Аэро»
Смазочные материалы:	ООО «Газпромнефть – смазочные материалы» Gazpromneft Lubricants Italia S.p.A.
Битумные материалы:	ООО «Газпромнефть – Битумные материалы»
Нефтесервис и геологоразведка:	ООО «Газпромнефть-Нефтесервис»
Прочая деятельность:	ООО «Газпромнефть-Снабжение» ООО «ИТСК»

Таблица 5.2 – Производственная структура ПАО «Газпром нефть»

Наименование деятельности	Номенклатура выполняемых работ, оказываемых услуг	Технико-экономические показатели / численность работающих
1	2	3
Головная компания	Разработка стратегии развития, планирование, подготовка отчетности, привлечение внешнего финансирования, контроль над основными видами деятельности	Среднесписочная численность персонала - 1 900 человек
Разведка и добыча	Геологоразведочные работы (сейсморазведочные работы, разведочное бурение). Обустройство скважин, добыча углеводородов.	Добыча углеводородов, млн. тонн – 86,20
Переработка, производство нефтепродуктов	Продукцией НПЗ являются моторные и котельные топлива, сжиженные газы, различные виды сырья для нефтехимических производств, а также, в зависимости от технологической схемы предприятия - смазочные, гидравлические и иные масла, битумы, нефтяные коксы, парафины.	Переработка нефти, млн. тонн – 41,89
Реализация нефтепродуктов	Розничная торговля на территории РФ, странах СНГ и Европы (1793 АЗС). Реализация нефти и нефтепродуктов на экспорт.	Реализация в РФ, млн. тонн – 27,11 Экспорт, млн. тонн – 10,77
Прочая деятельность	Интеграция и разработка программного обеспечения, поставка информационно-технологических услуг. Оказание услуг транспортной и складской логистики. Научно-исследовательские и опытно-промышленные работы.	Среднесписочная численность персонала - 2 200 человек

5.3 Общие сведения о предприятии ООО «Газпромнефть-Восток»

«Газпромнефть-Восток» создано 14 сентября 2005 года. Основными видами деятельности компании являются добыча и подготовка нефти и попутного нефтяного газа на территории Омской и Томской областей.

В 2015 году консолидированная добыча «Газпромнефть-Востока» составила 1,79 млн. тонн нефтяного эквивалента.

Общая численность работников предприятия – более 630 человек.

«Газпромнефть-Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром нефть».

«Газпромнефть-Восток» работает на таких месторождениях как:

Юго-Западная часть Крапивинского месторождения (Тарский район Омской области);

Шингинское и Южно-Шингинское месторождения (Томская область);

Урманское месторождение (Томская область);

Арчинское месторождение (Томская область);

Восточно-Мыгинское месторождение (Томская область)

Южно-Табаганское месторождение (Томская область)

Смоляное месторождение (Томская область)

Кулгинское месторождение (Томская область)

Солоновское месторождения (Томская область)

Компания также занимается такими видами деятельности как:

Капитальное строительство в части эксплуатационного бурения (эксплуатационное бурение скважин, освоение скважин, геофизические работы/услуги),

Капитальное строительство в части обустройства месторождения,

Геологоразведочные работы (сейсморазведочные работы, разведочное бурение),

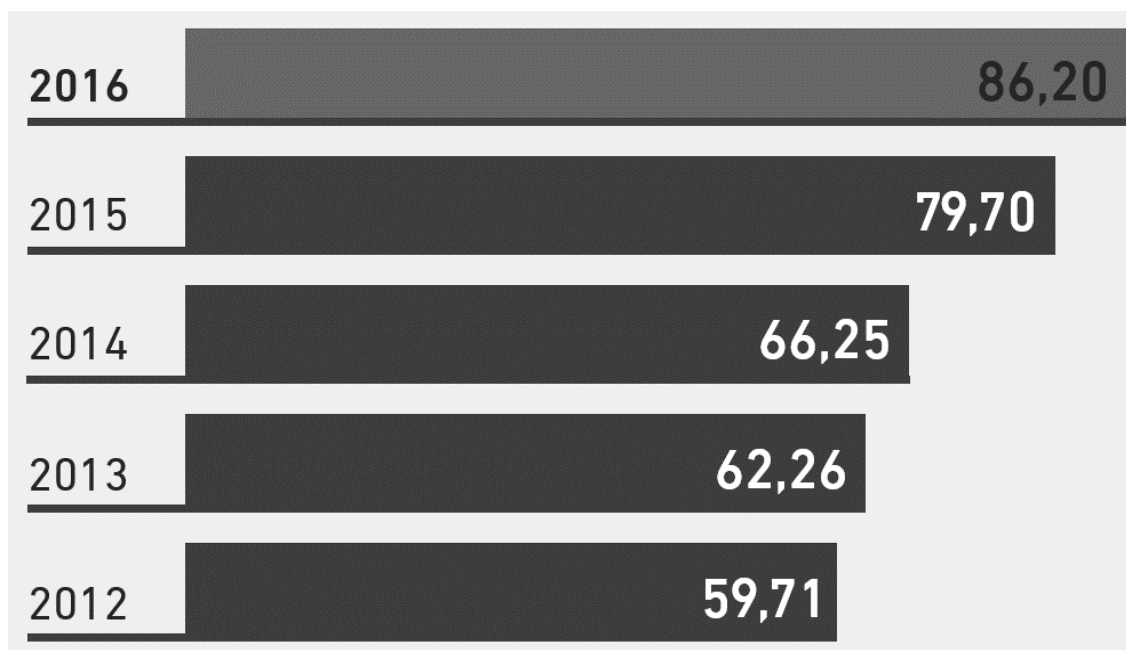
Научно-исследовательские и опытно-промышленные работы,

Работы/услуги по добыче нефти (содержание и эксплуатация разведочных и эксплуатационных скважин, сбор, транспортировка, подготовка, сдача и отпуск нефти, ремонт скважин и операции по повышению нефтеотдачи пластов),

Работы/услуги по добыче подземных вод,

Повышение операционной и экономической эффективности.

Таблица 5.3 – Добыча углеводородов, млн т н. э.



Состояние сырьевой базы

Показатель обеспеченности добычи «Газпром нефти» доказанными запасами углеводородов (по стандартам SPE-PRMS) составляет 18 лет. Объем углеводородов, добытых в 2016 году (86,2 млн тонн н.э.), возмещен новыми запасами на 122%.

Таблица 5.4 – Ресурсная база



Основные финансовые показатели

189 млрд руб. составила чистая прибыль «Газпром нефти» за 9 месяцев 2017 года. Увеличение на 28,2% обеспечено органическим ростом бизнеса компании и эффективными действиями менеджмента;

Скорректированная EBITDA* за 9 месяцев 2017 года выросла на 22,9% к аналогичному периоду прошлого года, составив 399 млрд руб.;

Свободный денежный поток (FCF) за 9 месяцев 2017 года составил 83 млрд руб.

Таблица 5.5 – Основные финансовые показатели

	3 кв. 2017	2 кв. 2017	Δ, %	9 мес. 2017	9 мес. 2016	Δ, %
Продажи (млн руб.)	513 251	475 668	7,9	1 457 525	1 221 326	19,3
EBITDA (млн руб.)	136 915	114 361	19,7	355 131	287 861	23,4
Скорректированный EBITDA* (млн руб.)	153 439	128 013	19,9	399 246	324 869	22,9
долл. США / барр. н. э.	15,23	13,69	11,2	13,77	10,07	36,7
Прибыль, относящаяся к акционерам ПАО «Газпром нефть» (млн руб.)	77 731	49 316	57,6	189 000	147 480	28,2
Операционный денежный поток	144 653	115 973	24,7	325 781	235 614	38,3
Чистый долг / EBITDA	1,27	1,37	(7,3)	1,27	1,78	(28,7)

5.4 Методика расчёта экономической эффективности от применения метода гидроразрыва пласта

Под экономической эффективностью проведения мероприятия понимается способность за счет денежных поступлений от реализации нефти, добытой из скважин, покрывать ежегодные текущие эксплуатационные затраты, обеспечить в приемлемые сроки возвращение авансированных средств, включая погашение кредитов и процентов по ним, а также некоторый чистый текущий доход.

Экономическая целесообразность проведения данного ГТМ оценивается системой показателей, выступающих в качестве экономических критериев, принятых в рыночной экономике при принятии инвестиционных проектов.

Для определения экономической эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти проводится последовательный расчет:

- прибыли от реализации дополнительной продукции, полученной за счет проведения ГРП;
- экономических показателей эффективности.

Дополнительная добыча нефти за год ΔQ , т:

$$\Delta Q = q_{нт} \cdot N \cdot K_{э} \cdot T, \quad (5.1)$$

где $q_{нт}$ – расчетный прирост дополнительно добытой нефти, т/сут;

N – количество скважин;

$K_{э}$ – коэффициент эксплуатации скважины;

T – количество суток работы скважины в году, после проведения ГРП, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после ГРП показывает, что с последующим течением времени темп снижения эффективности от ГРП составляет до 10 – 15% в год. Таким образом:

$$q_{нт} = q_{нт-1} - \frac{q_{нт-1} \cdot 15}{100}, \quad (5.2)$$

где $q_{нт}$ – среднесуточная добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины, т;

$q_{нт-1}$ – среднесуточная добыча нефти без учета обводненности, т.

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти ΔB , руб.:

$$\Delta B = \Delta Q' \cdot C, \quad (5.3)$$

где C – цена одной тонны нефти, руб./т;

$\Delta Q'$ – дополнительная добыча нефти за год, т.

Текущие затраты $\Delta Z_{тек}$, руб.:

$$\Delta Z_{тек} = Z_{гpn} + Z_{доп}, \quad (5.4)$$

где $Z_{гpn}$ – затраты на гидроразрыв пласта, руб.;

$Z_{доп}$ – затраты, связанные с дополнительной добычей нефти, руб.

Затраты, связанные с дополнительной добычей нефти определяются по формуле:

$$Z_{доп} = \Delta Q' \cdot Z_{пер}, \quad (5.5)$$

где $Z_{пер}$ – условно – переменные затраты, руб./т;

$\Delta Q'$ – дополнительная добыча нефти за год, т.

Прибыль от проводимого мероприятия $\Delta\Pi$, руб.:

$$\Delta\Pi = \Delta B - \Delta Z_{тек}, \quad (5.6)$$

где ΔB – прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти, руб.;

Налог на дополнительную прибыль ΔH_{np} , руб.:

$$\Delta H_{np} = \frac{\Delta\Pi \cdot H}{100}, \quad (5.7)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

В настоящий момент налог на прибыль равен $H = 20\%$.

Находим прирост потока денежной наличности $\Delta\PiДН$, руб. по следующей формуле:

$$\Delta\PiДН = \Delta\Pi - \Delta H_{np}, \quad (5.8)$$

Находим коэффициент дисконтирования α по формуле:

$$\alpha = (1 + E)^{t_p - t}, \quad (5.9)$$

где E – ставка дисконта, $E = 0,15$ (15 %).

Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности $\Delta\PiДН$, руб. по следующей формуле:

$$\Delta\PiДН = \Delta\PiДН \cdot \alpha, \quad (5.10)$$

Находим накопленный дисконтированный прирост потока денежной наличности $\Delta HДПДН$, руб. исходя из формулы:

$$\Delta \text{НДППДН} = \sum_{t=1}^T \Delta \text{ДППДН} \quad , \quad (5.11)$$

Определим индекс доходности ИД, руб./руб. по следующей формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{Z_{\text{ГРП}}} \quad , \quad (5.12)$$

6. Социальная ответственность

Нефтегазопромыслы обладают большой степенью опасности и риском возникновения экстремальных ситуаций, которые угрожают здоровью сотрудникам промысла. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

6.1 Производственная безопасность

Проведение геолого-технических мероприятий не должно оказывать вреда работникам промысла. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия.

В таблице 6.1 приведены основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, при проведении ГТМ.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при проведении ГТМ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин; 2) работа с оборудованием, находящемся под давлением; 3) снятие показаний с приборов телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в продуктивный пласт.	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Работа с оборудованием под давлением; 3. электрический ток.	1. ГОСТ 12.1.005-88; [3] 2. ГОСТ 12.01.003-83; [1] 3. ГОСТ 24346-80; [10] 4. ВСН34-82; [11] 5. ГОСТ 12.4.011-89; [5] 6. ГОСТ 12.2.003-91; [6] 7. ГОСТ 12.2.062-81; [7] 8. РД 24.200.11-90; [2] 9. ГОСТ 12.1.004-91; [12] 10. РД 153-39-023-97 [15]

Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Для проведения геолого-технических мероприятий используют значительное количество транспортных средств и агрегатов, передвижение которых приводит к подъему большого количества пыли в воздух, а также 74 выделению выхлопных газов, которые оказывают негативное влияние на организм человека. Степень влияния зависит от химического состава пыли, который характеризуется параметром — биологическая активность пыли. Согласно этому параметру, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (хром, мышьяк и др. веществ). В результате загрязнения воздуха пылью, затрудняется

дыхание человека, поступление кислорода в кровь уменьшается, что может привести к возникновению легочных заболеваний. Нормы содержания вредных веществ в воздухе установлены в ГОСТ 12.1.005-88 [10].

В таблице 6.2 представлены предельно допустимые концентрации для различных видов пыли.

Таблица 6.2 – ПДК веществ содержащихся в воздухе, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе следует предпринимать меры по предотвращению поражений органов дыхания человека. К таким мерам можно отнести уменьшение применения токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также использование средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Повышенный уровень шума и вибраций

Работники проводящие ГТМ, как правило, находятся на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума, что негативно влияет на человека, в первую очередь на ЦНС и сердечно-сосудистую систему, а также значительно снижает работоспособность.

На кустовой площадке Шингинского месторождения при проведении ГТМ, основными источниками шумов будут являться различная техника, в частности насосные агрегаты используемые для большинства операций со скважинами.

Согласно норме, установленной ГОСТ 12.01.003-83 [11], допустимый уровень шума на рабочих местах должен быть не выше 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, эта норма регламентирована ГОСТ 24346-80 [12]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций, на нефтегазопромыслах предусмотрено применение СИЗ органов слуха, наушников, применение виброизолирующей обуви, оснащение работников перчатками, а также комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Работы связанные с проведением ГТМ включают в себя нахождение работников на территории производственных объектов. Поэтому предприятие организует освещение территории, а также отдельных рабочих мест с помощью

прожекторов. Для организации необходимой степени освещенности и создания безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. В таблице 6.3 указаны рекомендуемые виды прожекторов заливающего света.

Таблица 6.3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

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

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

При отборе проб с нефтяных скважин происходит выделение легких фракций нефти, а также попутных газов в атмосферу из-за изменения давления и температуры, что отрицательно воздействует на организм человека, влияющая, в первую очередь, на ЦНС. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки приводит к головокружениям, головной боли, сухости во рту, тошноте, общей слабости, а также может привести к потере сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и потере сознания.

В связи с высоким содержанием в нефти ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Легкие фракции бензина через дыхательные пути могут попасть в кровь. Содержание химических и токсических веществ в воздухе нормируется установленными ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромыслах, представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты. Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы. В связи с этим работникам должны выдаваться спецодежда

и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Практически все геолого-технические мероприятия задействуют различные транспортные средства и агрегаты, вследствие этого появляется большая вероятность появления опасности для работников со стороны движущихся машин и механизмов. Контроль за ГРП осуществляется дистанционно с помощью станции контроля и управления, которая смонтирована на автомобиле. При этом все транспортные средства расположены в направлении от устья скважины, так чтобы при наличии аварийной и пожарной опасности беспрепятственно отъехать от нее. Агрегаты, в соответствии с техникой безопасности, устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, при этом расстояние между ними должно быть не менее 1 м.

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах 78 следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений. В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление гидроразрыва. Рабочие в это время должны находиться за пределами опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления из опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию.

Работа с оборудованием под давлением

Работники нефтегазопроизводства работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 Мпа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы 79 выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум,

двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации.

Поражение электрическим током

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое. К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

6.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. По статистическим подсчетам около 75% [15] всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие 80 вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС,

т.к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно – допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй за 81 период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Защита гидросферы. По статистическим оценкам порядка 20% [15] от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы. К источникам нефтяного загрязнения водоемов при проведении ГРП можно отнести: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые 82 поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20оС данный показатель не должен превышать 3 мг/л.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

Защита литосферы. По статистическим данным около 5% всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон и т.д. Также весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых при ГРП. В процессе неправильной закачки или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения закачиваемых химических агентов не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур. Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно– допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, 83 представленных в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – ПДК вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью. Главная опасность на промысле заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть 84 утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91, объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды или источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций.

К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах. Чтобы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м. Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- Повышение надежности технологического оборудования;
- Совершенствование рабочих процессов;
- Своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- Применение высококачественного сырья и материалов;
- Участие в работах высококвалифицированного персонала.

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

Укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;

Эвакуация рабочих из зон ЧС;

Использование СИЗ в случае необходимости;

Оказание медицинской помощи пострадавшим;

- Организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до 86 соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

Выводы

При разработке месторождения существенное внимание уделяется снижению негативного воздействия на социальную сферу и здоровье людей. Этому способствуют планируемые меры по предотвращению и уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, водную среду и снижению шума, обеспечению

высококомфортных условий проживания, работающих с полным комплексом медицинского, санитарно-бытового и культурно-спортивного обслуживания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время динамика добычи нефти на Шингинском месторождении характеризуется непрерывным ростом – месторождение активно осваивается. Скважины эксплуатируются механизированным способом.

Гидроразрыв пласта, являясь одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов, широко применяется в добывающих скважинах Шингинского месторождения. Более того, ГРП является неотъемлемой частью системы разработки месторождения.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Зинченко Михаил Михайлович, Анализ причин снижения эффективности гидравлического разрыва пласта. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения. Санкт-Петербург, 2011г.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.–М.: Недра, 1990.-427 с.
3. Жерж Н.И. Оценка эффективности ГТМ на месторождении//Академический журнал Западной Сибири.–2016–№ 6.–С.16
4. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986.
5. Нифонтов Ю. А., Клещенко И. И. Ремонт нефтяных и газовых скважин. Санкт–Петербург. : Профессионал, 2009
6. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. Изд-во, 1996.
7. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-166 с.
8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин
9. Кутлубулатов А.А. Экономическая эффективность от проведения ГРП // ТЕОРИЯ. ПРАКТИКА. ИННОВАЦИИ – 2016– №6
10. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
11. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
13. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
14. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
15. 15. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций – М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.

16. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
17. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
18. Бартов Н.К. Пожарная безопасность – М.: Энергия, 1983. – 254 с.
19. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
20. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах
21. РД 24.200.11-90 Сосуды и аппараты, работающие под давлением.
22. РД 52.24.420-2006 Биохимическое потребление кислорода в водах.
23. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности
24. ГОСТ 61140-2012 Защита от поражения электрическим током

