

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276-049.32(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Дорофеев Иван Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Томск – 2021 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Дорофеев Иван Васильевич

Тема работы:

Повышение эффективности проведения геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Виды геолого-технических мероприятий. Геолого-физическая характеристика месторождений Западной Сибири. Выявление особенностей месторождений. Анализ эффективности проведения ГТМ на месторождениях. Предложение нового метода повышения нефтеотдачи пластов.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Сущность геолого-технических мероприятий при эксплуатации скважин	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Геолого-физическая характеристика месторождений Западной Сибири	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Эффективность применения ГТМ на месторождениях Западной Сибири	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Сущность геолого-технических мероприятий при эксплуатации скважин	
Геолого-физическая характеристика месторождений Западной Сибири	
Эффективность применения ГТМ на месторождениях Западной Сибири	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			01.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Дорофеев Иван Васильевич		01.03.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2021	Сущность геолого-технических мероприятий при эксплуатации скважин	20
12.04.2021	Геолого-физическая характеристика месторождений Западной Сибири	20
01.05.2021	Эффективность применения ГТМ на месторождениях Западной Сибири	20
03.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2021	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 129 страницы, в том числе 17 рисунков, 21 таблица, 25 источников литературы.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, гидравлический разрыв пласта, скважина, продуктивный пласт, добыча.

Объектом исследования являются геолого-технические мероприятия проводимые на Вахском, Игольско-Таловом, Карайском и Южно-Черемшанском месторождениях.

Цель работы - анализ проведенных геолого-технических мероприятий, предложение нового инновационного подхода к повышению эффективности проведения ГТМ на месторождениях Западной-Сибири.

В процессе исследования проводился анализ имеющихся данных, на основе которых были выделены наиболее эффективные геолого-технические мероприятия, проводимые на месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования было выявлено, что ГРП является наиболее эффективным и часто используемым методом увеличения нефтеотдачи пластов. Проведение ГРП экономически целесообразно. Был предложен новый способ разработки низкопроницаемых коллекторов с поочередной инициацией трещин авто-ГРП.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 365.

Обозначения, определения и сокращения

АВПД – аномально высокое пластовое давление;
АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
ВНС – ввод новых скважин;
ГКО – глинокислотная обработка;
ГОСТ – государственный стандарт;
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
ГТМ – геолого-технические мероприятия;
ДП – дополнительная перфорация;
ДНГ – добыча нефти и газа;
ЗБС – зарезка бокового ствола;
ИДН – интенсификация добыча нефти;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
КРС – капитальный ремонт скважин;
ЛА – ликвидация аварий;
ЛАРН – ликвидация аварийных разливов нефти;
МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;
МУН – метод увеличения нефтеотдачи;
НГК – нефтегазовая компания;
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
ОПЗ – обработка призабойной зоны;
ПАВ – поверхностно активные вещества;
ПВЛГ – перевод на вышележащие пласты;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ПНЛГ перевод на нижележащие пласты;
ППД – поддержание пластового давление;
РД – распорядительный документ;
РИР – ремонтно-изоляционные работы;

СЗЗ – санитарно-защитная зона;
СИЗ - средства индивидуальной защиты;
СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;
СКО – солянокислотная обработка;
ССБТ – система стандартов безопасности труда;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
ТГХВ - термогазохимическое воздействие;
УСШН – установка скважинного штангового насоса;
ФЭС – фильтрационно-емкостные свойства;
ЧС – чрезвычайные ситуации.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 СУЩНОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	13
1.1 Гидравлический разрыв пласта.....	18
1.2 Обработка призабойной зоны.....	24
1.3 Перевод на вышележащий горизонт.....	25
1.4 Одновременно-раздельная эксплуатация.....	28
1.5 Зарезка бокового ствола.....	31
1.6 Ремонтно-изоляционные работы.....	34
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ	39
2.1 Вахское месторождение.....	39
2.2 Игольско-Таловое месторождение.....	42
2.3 Карайское месторождение.....	45
2.4 Южно-Черемшанское месторождение.....	47
2.5 Особенности месторождений.....	50
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	53
3.1 Применение ГТМ на Вахском месторождении.....	53
3.1.1 Гидравлический разрыв пласта.....	54
3.1.2 Обработка призабойной зоны.....	56
3.1.3 Интенсификация добычи нефти.....	58
3.2 Применение ГТМ на Игольско-Таловом месторождения.....	59
3.2.1 Гидравлический разрыв пласта.....	60
3.2.2 Обработка призабойной зоны.....	63
3.2.3 Интенсификация добычи нефти.....	64
3.3 Применение ГТМ на Карайском месторождении.....	66
3.3.1 Гидравлический разрыв пласта.....	68
3.3.2 Обработка призабойной зоны.....	71
3.3.3 Интенсификация добычи нефти.....	74

3.4	Применение ГТМ на Южно-Черемшанском месторождения	78
3.4.1	Гидравлический разрыв пласта	79
3.4.2	Обработка призабойной зоны	82
3.4.3	Интенсификация добычи нефти	86
3.5	Анализ эффективности применения ГТМ на месторождениях	89
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	94
4.1	Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	94
4.1.1	Технико-экономическое обоснование проекта.....	94
4.2	Планирование работ в рамках реализации проекта	94
4.2.1	Структура работ в рамках реализации проекта	94
4.2.2	Разработка графика проведения реализации проекта	96
4.3	Бюджет проведения гидравлического разрыва пласта	98
4.3.1	Затраты на оплату труда	98
4.3.2	Отчисления во внебюджетные фонды	99
4.3.3	Затраты на материалы.....	99
4.3.4	Расчет амортизации основных производственных фондов ..	100
4.3.5	Расчет прочих затрат	101
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	102
4.4.1	Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели	102
4.4.2	Анализ экономической эффективности мероприятия.....	104
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	111
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	111
5.2	Производственная безопасность	112
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов	112
5.2.1.1	Воздействие токсичных веществ	113
5.2.1.2	Влияние высокого давления	114

5.2.1.3	Пожароопасность.....	114
5.2.1.4	Воздействие вибрации.....	115
5.2.1.5	Воздействие шума.....	115
5.2.1.6	Загазованность	116
5.2.2	Обоснование мероприятий по снижению воздействия	117
5.3	Экологическая безопасность.....	118
5.3.1	Воздействие на атмосферу	118
5.3.2	Воздействие на гидросферу.....	119
5.3.3	Воздействие на литосферу	120
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		126
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....		127

ВВЕДЕНИЕ

Месторождения России, в своем большинстве, находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся снижением дебитов, темпов отбора извлекаемых запасов, неконтролируемым ростом обводненности, низкой эффективностью применяемых систем заводнения. Перспективы вовлечения в активную разработку оставшихся запасов нефти таких месторождений, приуроченных к участкам (зонам) и пропласткам, неохваченных воздействием при заводнении, тесно связаны с совершенствованием методики выбора геолого-технического мероприятия.

Геолого-технические мероприятия – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Целью данной дипломной работы является анализ проведенных геолого-технических мероприятий, предложение нового инновационного подхода к повышению эффективности проведения ГТМ на месторождениях Западной-Сибири.

Для достижения указанной цели поставлены и решены следующие задачи:

- проведен аналитический обзор литературных источников процессов ГТМ при эксплуатации скважин;
- рассмотрены геолого-физические характеристики месторождений Западной-Сибири;
- проанализирована эффективность применения ГТМ на месторождениях Западной-Сибири, предложен инновационный метод проведения ГРП;
- рассчитана экономическая эффективность применения ГРП;
- рассмотрена социальная ответственность при выполнении ГТМ.

ГЛАВА 1 СУЩНОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – работа по интенсификации добычи нефти и газа путем воздействия на продуктивные пласты (восстановление или увеличение проницаемости, охват пласта притоком и закачкой; регулирование депрессии, отборов жидкости; изоляция обводненных пластов и их интервалов) и применения технико-технологических способов улучшения (облегчения) условий транспортирования нефти с забоя на устье скважины.

Необходимость проведения ГТМ обуславливается всем технологическим процессом вскрытия и освоения продуктивного пласта, эксплуатации скважин в различных гидро- и термодинамических (изменение давления и температуры в пласте и стволе) условиях, восполнения пластовой энергии (заводнение различными по химическому составу и степени подготовки водами, применение новых методов увеличения нефтеотдачи) и т.д. [1].

Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

Все работы в скважине подразделяется на капитальный и подземный (текущий) ремонты, при этом:

- к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией ее деформации, зарезкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими аналогичными работами с подземным оборудованием;

- к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, с обеспечением заданного технологического режима работы подземного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина и солей.

В большинстве случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин. Хотя в некоторых компаниях определенные виды текущего ремонта также могут учитываться как ГТМ (например, смена скважинного насоса с меньшей производительностью на насос с большей производительностью).

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно - на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются [2].

Эффективность проводимых геолого-технических мероприятий наглядно выражается в постоянном улучшении основных технико-экономических показателей эксплуатации скважин - неуклонно растет межремонтный период работы скважин [3].

Кроме того, все ГТМ, проводимые на скважинах, оцениваются с точки зрения их экономической эффективности. Как правило, каждый вид ГТМ выделяют в отдельный инвестиционный проект. Это позволяет оценить экономическую эффективность каждого вида ГТМ в отдельности и сравнить ее затем с другими видами. Менее эффективные инвестпроекты при этом можно отложить и перераспределить средства в пользу более эффективных. Экономическая оценка инвестпроектов производится с использованием следующих основных показателей эффективности:

- дисконтированный поток наличности (NPV);
- индекс доходности (PI);
- период окупаемости капитальных вложений;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR);
- дисконтированный доход [2].

Для восстановления или увеличения проницаемости ПЗП применяю геолого-технические мероприятия (рис. 1.1): методы ОПЗ, способы удаления отложений неорганических солей и АСПО. Кроме того, проводят работы с целью очистки подземного оборудования, что способствует восстановлению нормального режима эксплуатации скважин или пуску скважины в эксплуатацию после выхода ее из строя вследствие солеотложений или АСПО.

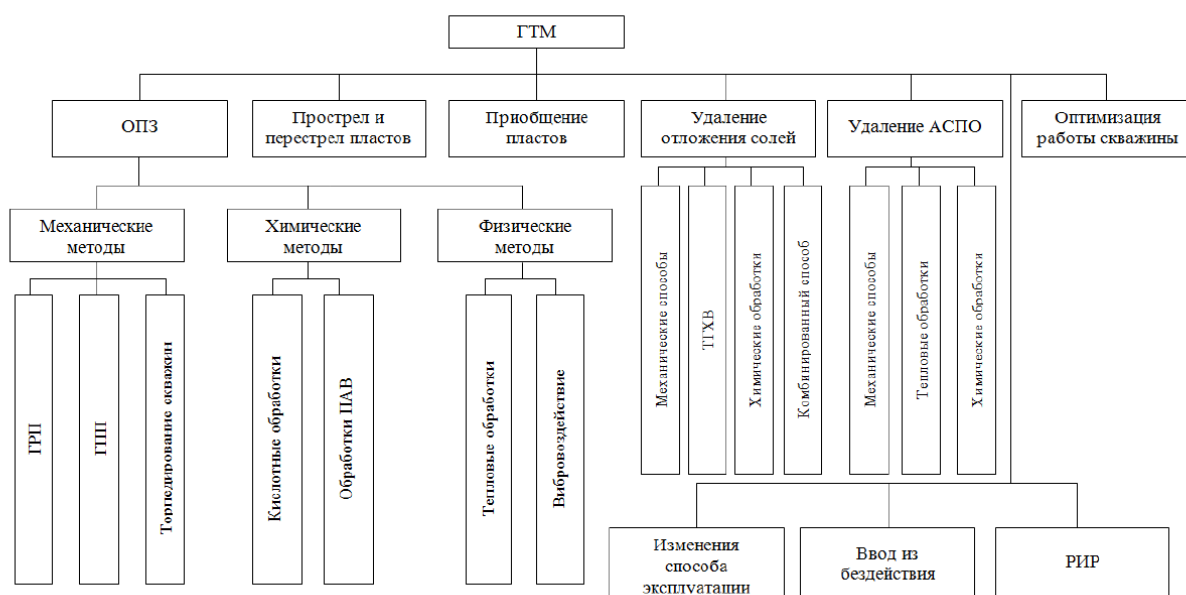


Рисунок 1.1 – классификация геолого-технологических мероприятий

При обработки призабойной зоны (ОПЗ) применяют механические, химические и физические методы воздействия на пласта.

Выбор метода ОПЗ зависит от строения продуктивного пласта, состава слагающих его пород и других пластовых условий, а также от причин снижения продуктивности скважин.

При механическом методе создаются новые каналы и трещины, которые соединяют ствол скважины с пластом.

К механическим методам относятся гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидropескоструйная перфорация, и торпедирование скважин. Механические методы применяются в плотных породах [1].

Химический метод основан на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ (в основном кислот) с некоторыми породами (карбонатными породами и песчаниками, содержащими карбонатные вещества) пласта и загрязняющими пласт привнесенными отложениями.

К химическим методам относятся и обработки пластов поверхностно активными веществами.

К физическим методам отнесены тепловые обработки и вибровоздействие, механизм действия которых основан на физических явлениях.

При тепловых методах прогрев ствола скважины и ПЗП обеспечивает расплавление АСПО и облегчает их вынос на поверхность. Вибровоздействие основано на создании пульсирующего давления на продуктивный пласт, в результате чего в ПЗП образуется сеть трещин [3].

Для удаления отложений солей применяют следующие методы: механические способы (скребки, разбуривание), термогазохимическое воздействие (ТГХВ), основанное на создании в течении короткого времени высокого давления в результате горения порохового заряда; химические обработки с использованием различных растворителей; комбинированные обработки (например, сочетание химической обработки с ТГХВ) [2].

К геолого-техническим мероприятиям относятся также приобщение, дострел и перестрел пластов, оптимизация режима работы скважин, изменение способа добычи нефти и газа, ввод скважин из бездействия и ремонтно-изоляционные работы.

Приобщение пласта (пластов) – работы по перфорации и освоению пластов в скважине, уже эксплуатирующей другой пласт (пласты). Приобщение

пластов осуществляется на основании проектов совместной разработки многопластовых месторождений.

Дострел пласта производится с применением различных перфораторов для вовлечения в работу всей нефтенасыщенной толщины, а перестрел – для восстановления или увеличения проницаемости ПЗП после различных ремонтных работ [1].

Оптимизация режима работы скважин – прирост добычи нефти при минимальных затратах, т.е. при минимальной величине себестоимости нефти (денежное выражение текущих затрат предприятия на добычу нефти и ее реализацию).

Затраты на добычу нефти зависят от условий эксплуатации скважин, установленного режима эксплуатации и режима откачивания жидкости их скважин.

Условия эксплуатации скважин – это ее геолого-физическая характеристика: глубина залегания продуктивного пласта, высота подъема жидкости, состава откачиваемой нефти, воды, газа, наличие песка в жидкости и т.д.

Режим эксплуатации скважины – скорость притока жидкости из пласта в скважину, т.е. дебит скважины. Режим эксплуатации скважин во времени меняется из-за изменения условий притока жидкости из пласта в скважину, снижения производительности насоса по мере его износа, остановки для ремонта оборудования и т.д.

Режим откачивания – режим работы УСШН, уэцн, газлифта и т.д. Например, режим откачивания УСШН определяется тремя основными параметрами: диаметром насоса, длиной хода плунжера и числом качаний балансира.

Следовательно, один и тот же режим эксплуатации может осуществляться различными режимами откачивания. Поэтому цель ГТМ по оптимизации режима скважин – выбор наиболее выгодного сочетания параметров УСШН [2].

В ряде случаев выбор оптимального оборудования для добычи нефти не только менее капиталоемкий, но и более эффективный. Поэтому, прежде чем

наметить ГТМ по увеличению дебита скважины, необходимо рассчитать максимально возможный дебит.

ГТМ по вводу скважин из бездействия связаны в основном с проведением в скважинах различных ремонтных работ. В сокращении бездействующего фонда скважин заложен значительный резерв увеличения добычи нефти на любом месторождении.

Определенные виды ремонтно-изоляционных работ (РИР) также относят к ГТМ, направленным непосредственно на увеличение добычи нефти. Такими видами работ являются технологические виды РИР, необходимость проведения которых вызвана требованиями технологии разработки продуктивных пластов и месторождения в целом.

Например, увеличению добычи нефти и сокращению добычи воды способствуют РИР по отключению (изоляции) отдельных обводненных (выработанных) интервалов продуктивного пласта в нефтяных добывающих скважинах и регулированию закачки воды по толщине заводняемых пластов в водонагнетальных скважинах.

Увеличение добычи нефти и сокращение объемов попутно добываемой воды достигается также путем проведения РИР по отключению отдельных обводненных пластов в нефтяных добывающих и водонагнетальных скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов.

Среди аварийно-восстановительных РИР технологический эффект по приросту добычи нефти и сокращению объемов попутно добываемой воды может быть достигнут также путем проведения работ по исправлению некачественного цементного кольца [1].

1.1 Гидравлический разрыв пласта

В процессе бурения и эксплуатации скважин породы пласта могут загрязняться даже на большом расстоянии от ствола скважины. В результате этого затрудняются приток жидкости в добывающих скважинах и поглощение

закачиваемой воды в нагнетательных скважинах. Снижение проницаемости ПЗП может происходить за счет перераспределения напряжений после вскрытия пласта бурением, что приводит к снижению проницаемости естественных трещин. Для увеличения или восстановления производительности скважин в перечисленных случаях применяют ГРП.

В результате ГРП в породах образуются новые или расширяются уже существующие трещины за счет создания на забое скважины высокого давления, превышающего все вышележащих пород (т.е. величину горного давления) (рис.1.2). При этом скорость закачивания жидкости для разрыва пласта должна превышать скорость ее поглощения пластом [1].

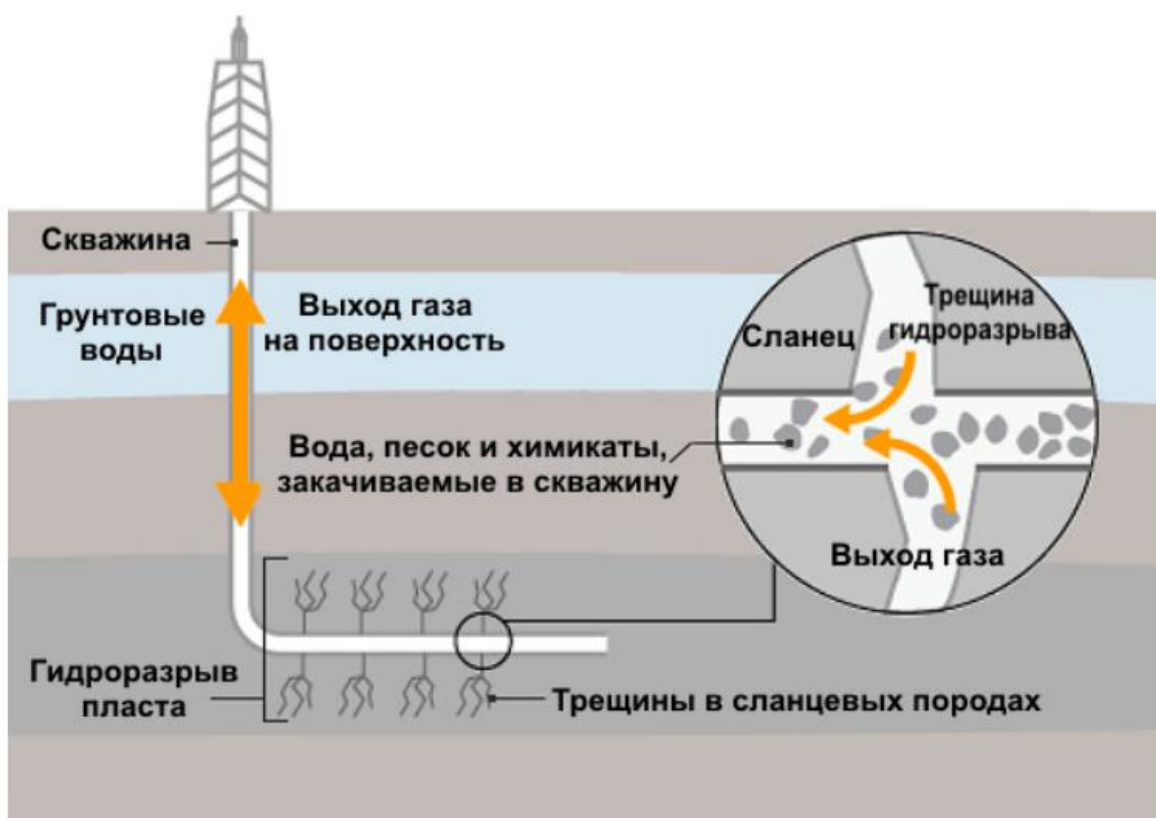


Рисунок 1.2 – Технология проведения ГРП

При образовании новых (искусственных) трещин давление уменьшается при постоянном темпе закачивания жидкости. При расширении уже существующих (естественных) трещин с увеличением давления расход жидкости изменяется скачкообразно.

Существует три основных вида ГРП: однократный (создание одной трещины в пласте); многократный (создание нескольких трещин); направленный (места образования трещин регулируются по толщине продуктивного пласта или нескольких пластов).

Также в современной области разработки ГРП подразделяют на два вида гидравлического разрыва:

- пропантный гидроразрыв пласта. При этом методе применяется специальный материал для расклинивания. Во время процедуры пропант заливают внутрь для того, чтобы создаваемые от давления трещины не соединялись обратно. Такая разновидность способа хорошо подходит для песчаников, алевролитных и других терригенных пород. Гидравлический разрыв с пропантом используется чаще всего;

- гидроразрыв пласта с применением кислоты. Такой метод более приемлем для карбонатных пород, и трещины, которые получаются при сочетании повышения давления и добавления разрушающей жидкости, не нуждаются в дополнительном закреплении, как в первом случае. Главное отличие кислотного гидравлического разрыва от обычной обработки той же кислотой заключается в количестве материала и степени давления [4].

Гидравлический разрыв дает наилучшие результаты в следующих случаях:

- пласты имеют низкую проницаемость;
- призабойная зона имеет меньшую проницаемость, чем удаленная часть пласта;
- призабойная зона имеет меньшую толщину по сравнению с толщиной удаленной части пласта, хотя их проницаемости могут быть и одинаковыми;
- призабойная зона имеет меньшую проницаемость и меньшую толщину по сравнению с удаленной частью пласта.

ГРП прежде всего рекомендуется производить в скважинах, для которых характерны следующие условия: слабый приток нефти при освоении после

бурения; высокое пластовое давление; заниженный дебит (по сравнению с окружающими скважинами); низкая и неравномерная по толщине продуктивного пласта приемистость.

ГРП должен производиться в технически исправных скважинах. При выборе объекта для ГРП учитывают наличие и толщину непроницаемых пропластков (или пластов) между обрабатываемым и соседними водонасыщенными или газоносными пластами. При недостаточной толщине непроницаемых пропластков трещина может распространиться за пределы обрабатываемого пласта, что приведет к прорыву чужой воды или газа. В водонагнетательных скважинах закачиваемая вода будет поглощаться непродуктивными проницаемыми пластами [1].

Эффективность ГРП повышается при одновременной гидropескоструйной или прострелочной перфорации скважины, однако при поинтервальных ГРП при этом необходимо изолировать обработанный участок пласта с помощью пакера и т. д.

Преимущества ГРП:

- дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия;
- позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна;
- может также использоваться для дегазации угольных пластов, подземной газификации, и т.д.;
- применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низкого дебита;
- применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников [5].

Суть ГРП заключается в том, что в разрабатываемую скважину нагнетается жидкость разрыва, которая создаёт разницу в давлении, что

провоцирует разрыв пласта. Чтобы трещина не сходилась, подаётся расклинивающий реагент – проппант. Это гранулообразное вещество, которое удерживает нефтеносный пласт в раскрытом состоянии, повышая отдачу скважины.

В качестве жидкости разрыва могут применяться следующие составы:

- нефть: дегазированная или загущённая;
- водонефтяные или нефтекислотные эмульсии;
- чистая вода либо водные растворы;
- специализированные гели;
- смеси песка и воды;
- смеси концентрированной соляной кислоты.

Давление разрыва пласта не является постоянной величиной, поэтому жидкость разрыва подбирается в зависимости от разрабатываемого месторождения: нефть, сланцевый газ, газ из песчаников. Кроме этого, учитываются и другие сопутствующие факторы.

Учитывая сложности технологического процесса, ГРП применяется только после математического моделирования формирования трещины и её дальнейшего развития. Для этого используется специальное программное обеспечение – симуляторы гидроразрыва.

На основании построенной модели, к основному составу жидкости разрыва подбираются дополнительные реагенты. Например, ингибиторы коррозии, разжижители, стабилизаторы глиняного пласта, загустители, биоциды и понизители трения [3].

При правильном применении ГРП создаётся высокопроводимый разлом, который заметно увеличивает приток добываемого флюида к забою скважины. Кроме этого, гидроразрыв пласта становится незаменим для оживления простаивающих нефтяных и газовых скважин, где разработка другими методами технически невозможна либо нерентабельна.

Проведение гидроразрыва пласта включает 3 основных этапа:

- Подготовка. Проводится исследование притока и приемистости нефтеносного пласта. На основании сделанного анализа определяется давление, необходимое для образования трещины, объём жидкости разрыва и другие обязательные характеристики.

- Промывка. Выполняется предварительная обработка скважины промывочными жидкостями с добавлением специальных реагентов. При необходимости используется кислотное воздействие или декомпрессионная обработка. Для выполнения этих операций обычно используются трубы, диаметром 3–4 дюйма.

- Закачка. Насосными установками в скважину нагнетается жидкость разрыва. Состав и объём определяется на основании проведённого математического моделирования.

Важным моментом проводимой операции является определение момента формирования трещины. Это определяется соотношением объёма закачиваемой жидкости и давлением. Явным признаком раскрытия трещины является возрастание приемистости скважины [1].

Применяемые при проведении ГРП рабочие жидкости обязательно должны удовлетворять следующим требованиям:

- Обеспечивать рентабельность производства: используются только доступные и недорогие реагенты;

- Жидкости разрыва не должны снижать проницаемость призабойной зоны скважины;

- При контакте химических реагентов с нефтеносным пластом не должны возникать физико-химические реакции, исключение: применение составов направленного действия, где возникающие реакции ожидаемы и контролируемые;

- Минимальное содержание в составе сторонних компонентов: допустимое количество примесей жёстко регламентируется для каждой разновидности жидкости разрыва.

Кроме этого, применяемые смеси должны растворяться, не создавая в породе нефтеносного пласта побочных продуктов [6].

1.2. Обработка призабойной зоны

ОПЗ проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик ПЗП с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Выбор способа ОПЗ осуществляют на основе изучения причин низкой продуктивности скважин с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и насыщающих их флюидов, а также специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП.

ОПЗ проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями.

Технологию и периодичность проведения работ по воздействию на ПЗП обосновывают геологические и технологические службы нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с проектом разработки месторождения, действующими инструкциями (РД) по отдельным видам ОПЗ с учетом технико-экономической оценки их эффективности [1].

Проведение подготовительных работ для всех видов ОПЗ обязательно и включает в своем составе:

- обеспечение необходимым оборудованием и инструментом;
- подготовку ствола скважины, забоя и фильтра к обработке.

В скважинах, по которым подземное оборудование не обеспечивает проведения работ по ОПЗ, например, оборудованных глубинным насосом, производят подъем подземного оборудования и спуск колонны НКТ, а также другого необходимого оборудования.

После проведения ОПЗ исследуют скважины методами установившихся и неуставившихся отборов на режимах (при депрессиях), соответствующих режимам исследования скважин перед ОПЗ.

Для очистки фильтра скважины и призабойной зоны пласта от различных загрязнений в зависимости от причин и геолого-технических условий проводят следующие технологические операции:

- кислотные ванны;
- промывку пеной или раствором ПАВ;
- гидроимпульсное воздействие (метод переменных давлений);
- циклическое воздействие путем создания управляемых депрессий на пласт с использованием струйных насосов;
- многоцикловую очистку с применением пенных систем;
- воздействие на ПЗП с использованием гидро-импульсного насоса;
- ОПЗ с применением самогенерирующихся пенных систем;
- воздействие на ПЗП с использованием растворителей (бутилбензолная фракция, стабильный керосин и др.) [7].

1.3. Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)

Переход скважины с одного объекта на эксплуатацию другого пласта (горизонта, пропластка), залегающего выше или ниже, производят в связи с временным или полным прекращением разработки пласта по тем или иным причинам.

Работа по переводу скважины на другие горизонты обычно осуществляют на многопластовых нефтегазовых месторождениях с целью более полного охвата разработкой всех залежей и более рационального использования фонда действующих скважин.

Переход на эксплуатацию ниже- или вышележащих пластов осуществляют в основном в случаях истощения или малодебитности

эксплуатируемого пласта, его полного обводнения контурной водой, а также при превышении газового фактора оптимальных значение для данной залежи или по техническим причинам [2].

Переход на другие горизонты по техническим причинам допускается, если:

- нет возможности осуществить изоляционные работы по прекращению притока посторонних вод;
- дальнейшая нормальная эксплуатация скважины затруднена вследствие дефектов в обсадной колонне и невозможно его исправление;
- в скважине произошли сложные аварии, ликвидация которых невозможна или экономически нецелесообразна.

Одной из главных причин, дающих основание для перехода скважины на эксплуатацию другого пласта, является истощение разрабатываемого пласта, когда суточный дебит снижается до предела рентабельности.

Решение о нецелесообразности эксплуатации скважиной данного пласта в результате ее малодобитности по нефти и газу принимают лишь после применения в ней всех известных методов по повышению ее производительности.

Переход скважины на вышележащий горизонт осуществляют в случае необходимости прекращения эксплуатации оставляемого горизонта или по техническим причинам. В этих целях эксплуатируемый пласт разобщают от вновь выбранного путем создания монолитного цементного моста в колонне над оставляемым горизонтом. При этом основное внимание следует уделять изоляции оставляемого горизонта от проникновения воды (в особенности, если она высоконапорная, а переходный горизонт находится на значительном удалении от оставляемого объекта), цементный стакан можно создавать цементированием без давления.

Если нет опасности проникновения чуждых вод в переходный объект, то забой можно затрамбовать песком или глиной, а затем создать цементный стакан необходимой высоты. В скважинах, сильно поглощающих жидкость,

практикуется ввод в пласт песка до частичного восстановления циркуляции и лишь после этого производят цементирование под давлением [3].

Для снижения интенсивности поглощения жидкости пластом применяют одну или две заливки гелцементом с добавкой в цементный раствор алюминиевого порошка или предварительную глинизацию пласта.

В ряде случаев на практике при двухколонной конструкции в заколонном пространстве цементного кольца не оказывается, что создает угрозу проникновения чуждых вод к новому (переходному) объекту через это пространство. Тогда рекомендуется вырезать и извлекать внутреннюю колонну на 15-20 м ниже переходного объекта, а затем произвести тампонирующее цементирование под давлением с таким расчетом, чтобы новый искусственный забой был выше обреза извлеченной колонны на 8-10 м.

Если по ряду технических причин колонну извлечь невозможно, ее простреливают ниже переходного объекта на 10–15 м, а затем цементируют под давлением с расчетом продавки цементного раствора в межтрубное пространство и оставления цементного стакана соответствующей высоты. До начала цементирования скважина должна быть обследована печатью.

Во всех случаях установления надежного цементного стакана на заданной глубине скважину испытывают на герметичность опрессовкой или снижением уровня.

Переход на нижележащий горизонт производят сравнительно редко и обычно в тех случаях, когда соседние скважины, с помощью которых должны были извлечь нефть из намечаемого к переходу объекта, выбыли из эксплуатации по тем или иным причинам.

Работы при этом сводятся в основном к следующему. Колонну и забой обследуют конусной печатью для установления исправности эксплуатационной колонны и чистоты забой. Затем оставляемый горизонт цементируют под давлением через отверстия фильтра, цементный стакан разбуривают до необходимой глубины и испытывают колонну на герметичность. На практике в

большинстве случаев приходится эту операцию повторять неоднократно с заливкой нескольких пластов и разбуриванием нескольких цементных стаканов [8].

1.4 Одновременно-раздельная эксплуатация

Одновременно-раздельная эксплуатация скважины — совместная эксплуатация двух и более продуктивных пластов одной скважиной. Применяется для добычи нефти (газа), а также для закачки воды — при заводнении нефтяных пластов, рабочих агентов — для повышения нефте- и конденсатоотдачи, газа — в процессе создания подземных хранилищ газа и др.

В скважину спускают специальное оборудование (установки), обеспечивающие транспортирование продукции каждого пласта на поверхность (или закачку с поверхности в каждый пласт) по самостоятельным (или совместному) каналам, независимое регулирование и отработку пластов, а также проведение исследований, операций по освоению и глушению каждого пласта, технологическое воздействие на его призабойную зону. Одновременно-раздельная эксплуатация скважины позволяет сократить затраты на разбуривание, обустройство и эксплуатацию месторождений. Технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации скважины классифицируют по количеству эксплуатируемых пластов; установки одновременно-раздельной эксплуатации скважины по конструктивному оформлению; с концентрическими, параллельными и одноколонными рядами насосно-компрессорных труб, а также с регулированием отбора или закачки продукции по каждому пласту. Условия эксплуатации (величина газового фактора, содержание газового конденсата, уровень пластовых давлений и температур, состав добываемой или закачиваемой продукции, наличие агрессивных примесей, песка, парафина, минеральных солей и т.д.) влияют на конструктивные особенности установок и технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации скважины [1].

Различают установки по добыче и по закачке. Первые в зависимости от способа добычи подразделяются на установки по добыче нефти и газа

фонтанным или газлифтным (внутрискважинный газлифт) способами, а также добычи нефти глубиннонасосным или фонтанным и глубиннонасосным способами одновременно. Установки по закачке бывают с регулированием расхода на устье или на забое скважины. Добыча нефти из двух и трёх пластов фонтанным способом осуществляется установками с концентрическими и параллельными рядами НКТ. Например, установка ЗУФК (трёхрядная установка фонтанная с концентрической подвеской НКТ) обеспечивает эксплуатацию двух пластов, в продукции которых содержится парафин и песок; комплектуется тремя концентрическими рядами НКТ (фонтанную арматуру дополняют двумя крестовинами). Добыча осуществляется по внутреннему и наружному НКТ, средний ряд НКТ и разобщитель пластов предназначены для операций по освоению скважины, глушению и др. Добычу газа из двух, трёх и более пластов фонтанным способом осуществляют установками с параллельными рядами НКТ. В установках УГП (установки газовые с параллельными рядами НКТ) в коррозионно-стойком исполнении предусмотрена возможность заполнения затрубного пространства ингибитором коррозии и гидратообразования, который подают в полость НКТ через ингибиторный клапан. Для освоения скважины и промывки пробок используют циркуляционные клапаны. Независимое извлечение пакеров обеспечивается разъединителем колонн. Одновременно-раздельная эксплуатация скважины осуществляется также при газлифтной добыче нефти и газа, для чего скважину оборудуют установками внутрискважинного газлифта, например типа УВЛГ.

Одновременно-раздельная добыча нефти глубиннонасосным способом с использованием штанговых или электроцентробежных насосов осуществляется установками с параллельными рядами НКТ (или один ряд НКТ) по схемам с последовательно или параллельно соединёнными насосами, а также с одним насосом (в зависимости от условий эксплуатации предусмотрены многочисленные модификации установок) [3].

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин (нефтяных) одновременно фонтанным и глубиннонасосным способами осуществляют по

схемам "фонтан — насос" (нижний пласт фонтанирует) и "насос — фонтан" (верхний пласт фонтанирует). В случае нефтяных пластов с малым газовым фактором используются установки УНФ и УФН (рис. 1.3). Здесь нефть и выделяющийся газ добывают по одной колонне НКТ. При больших газовых факторах используют установки, в которых нефть и выделяющийся газ добывают по параллельным рядам НКТ.

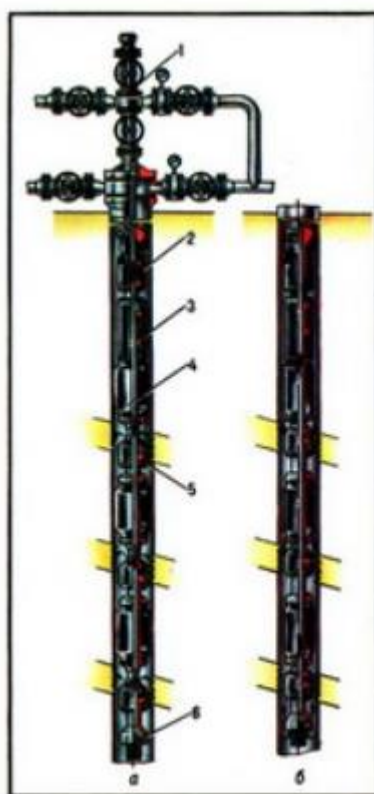


Рисунок 1.3 - Одновременно-раздельная эксплуатация УНФ и УФН

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин при закачке, например воды одной скважиной в три пласта (рис. 1.4), осуществляется с автоматическим регулированием расхода закачиваемого агента на забое или устье скважины; изменение режима закачки производят без извлечения скважинного оборудования [9].

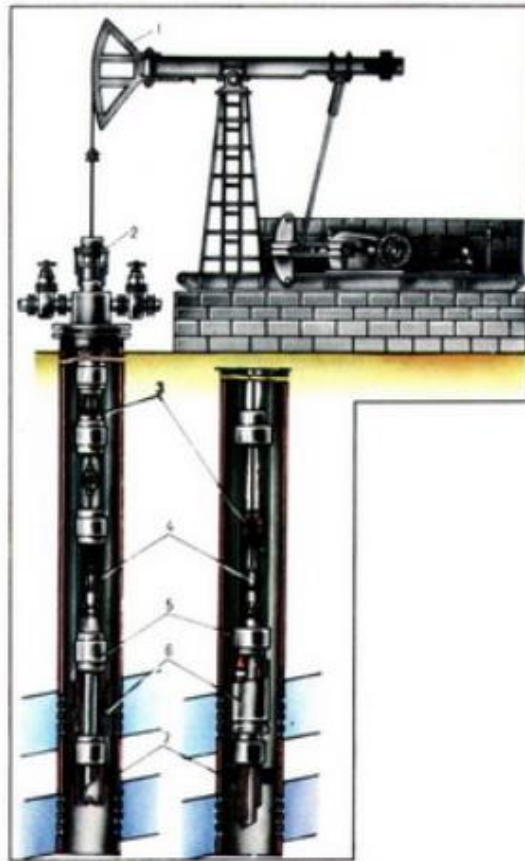


Рисунок 1.4 - Одновременно-раздельная эксплуатация скважины в три пласта

1.5. Зарезка бокового ствола

Технология зарезки боковых стволов скважин является одним из самых продуктивных методов, который позволяет повысить добычу нефтепродуктов на залежах с давней историей разработки и продолжить эксплуатацию скважин, не поддающихся восстановлению иными способами. Создание боковых стволов позволяет вовлечь в добычу не задействованные слои и участки, обеспечивает доступ к трудным локальным скоплениям полезных ископаемых, которые нельзя достать путем вертикального бурения.

Важным достоинством, которым обладает технология зарезки, является увеличение нефтеотдачи, поэтому способ можно применять вместо уплотнения. Использование таких работ позволяет сэкономить на освоении месторождения.

Сама технология зарезки боковых стволов скважин подразумевает применение разных способов работы: это может быть вырезание части колонны, клиновое бурение с отклонением. Стоит отметить, что использование боковых стволов одинаково эффективно для всех известных видов месторождений, при этом себестоимость добытых продуктов будет ниже, и окупаемость строительства осуществляется в течение 2 лет или быстрее [2].

Чтобы увеличить протяженность ствола, можно использовать скважины с несколькими горизонтальными отклонениями. Зарезка боковых стволов также совмещается с гидроразрывом пласта, созданием пологих скважин и другими технологиями, в результате чего эффективность разработки месторождения многократно увеличивается, а затраты на работу снижаются (рис. 1.5).

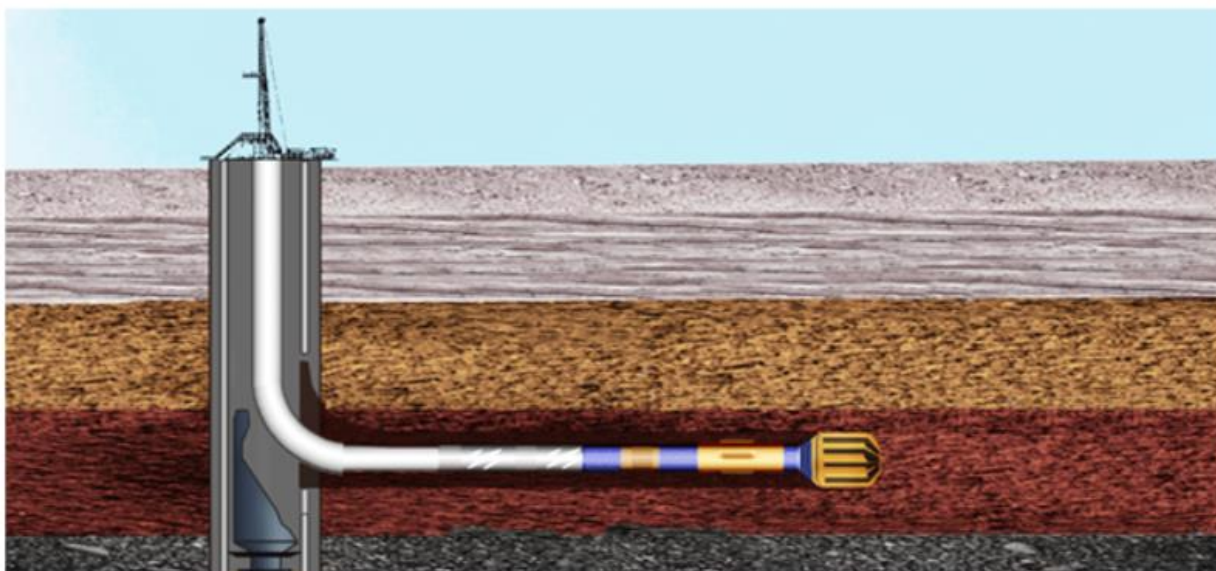


Рисунок 1.5 – Зарезка бокового ствола

Всего выделяют две методики, которые используются при зарезке боковых стволов для скважин, не разрабатывающихся долгое время: это вырезание части колонны и клиновое бурение. К первой разновидности работ относится и строительство скважин с выводом нецементированной колонны с созданием полноразмерного основного ствола.

Классическим решением считается вырезание участка нефтяной колонны, т.е. участка с нужной протяженностью, благодаря чему становится

возможным устранить магнитометрические датчики телеметрического оборудования, используемого для регулировки стволовой траектории, от магнитной массы. Метод подразумевает существенные потери времени.

Шанс, что вырезание участка пройдет в течение одного спуска оборудования, крайне мал, и потребуются регулярная смена устройства для вырезания.

Технология требует монтажа дополнительного мостового элемента, на котором производится наращивание основного цементного моста в дальнейшем.

Процедура наработки желоба и бурения ствола длится довольно долго, поскольку применяются инструменты с небольшим диаметром.

Возможно появление такой проблемы бурения боковых стволов скважин, как затрудненность прохождения долота при большом зенитном угле: работа трубореза способствует сильному износу и повышает опасность поломки [3].

Поскольку большая часть современных скважин имеет наклонную конструкцию, а точка зарезки определяется на криволинейном отрезке, азимут можно вычислить заранее. По этой причине нецелесообразно вырезание большого куска колонны, поскольку длина должна быть такой, чтобы обеспечить выход бурильной колонны. Таким образом, протяженность вырезанного куска варьируется в пределах 6-10 метров, и точный показатель зависит от диаметра трубы и ряда проектных факторов.

Помимо названных выше трудностей, существуют такие трудности в бурении боковых скважин, как высокая степень обводненности при строительстве: немалый процент таких стволов начинает заполняться пластовыми водами, содержание которых не могло быть спрогнозировано заранее. Также некоторые скважины имеют довольно малый дебит, и боковое бурение не способно увеличить продуктивность. Более эффективным может считаться сочетание методов (ГРП, другие методы увеличения производительности), однако это требует больших затрат по времени и средствам.

На сегодняшний день требуется развитие технологий и оборудования для создания нескольких стволов для одной скважины обсадного типа. Достаточно острой считается и проблема цементирования скважинных хвостовиков, поскольку кольцевые зазоры имеют небольшой размер. Современные исследователи предпринимают попытки создать расширители для твердых пород, пакерующие устройства для малых хвостовиков, и существует шанс, что проблемы будут решены при положительных результатах данных работ [10].

1.6. Ремонтные изоляционные работы

Изоляционные работы, проводимые при восстановлении скважин, преследуют разнообразные цели. Первое, основное их назначение, исправление негерметичного цементного кольца с целью изоляции посторонней воды, поступающей к фильтру из нижележащих или вышележащих пластов. Второе назначение изоляционных работ состоит в том, чтобы устранить в эксплуатационной колонне дефекты, которые могут не только обусловить поступление воды в ствол, но и явиться причиной нарушения нормальной эксплуатации скважины. Третье назначение изоляционных работ — изоляция существующего фильтра скважины при возврате скважины на вышележащий или нижележащий пласт. При возврате на вышележащий пласт существующий фильтр изолируют установкой искусственной пробки (обычно цементной) в интервале между верхними отверстиями существующего фильтра скважины и подошвой пласта, на который скважина возвращается. При возврате скважины на нижележащий горизонт существующий фильтр изолируют путем цементирования или с помощью дополнительной колонны-летучки.

Для изоляционных работ в скважинах применяют тампонажный цемент с различными добавками, улучшающими его свойства, пластические массы и некоторые другие вещества. Изоляционные работы с применением различных видов цемента называются цементованием [2].

Применение тампонажного цемента со свойствами, близкими к свойствам цемента, который употребляется при цементировании эксплуатационной колонны, имеет следующие преимущества:

- цемент, затвердевший в трещинах цементного кольца, образует с ним однородное по физико-химическим свойствам тело, которое хорошо сопротивляется внешнему давлению, влиянию забойной температуры и коррозионному действию среды;
- цементный раствор не проникает в поры пласта, а образует на поверхности пористой среды непроницаемую цементную корку. Эта корка надежно предотвращает проникновение жидкости в породу или из породы в скважину на участке цементирования. В то же время она препятствует снижению проницаемости призабойной зоны после цементирования.

Цементный раствор из стандартного тампонажного цемента не способен проникать в мельчайшие трещины. Однако есть основания полагать, что разрушение цементного кольца во всех случаях происходит с образованием каверн и трещин, которые могут заполниться цементным раствором обычной дисперсности [11].

Водонапорный режим эксплуатации сопровождается прогрессирующим обводнением пластов и скважин. Кроме того, скважины обводняются и посторонними водами из ниже- или вышележащих горизонтов. Поступление воды в скважины может происходить через цементный стакан на забое скважины, через отверстия фильтра вместе с нефтью, через дефекты в эксплуатационной колонне (трещины, раковины в металле, негерметичные резьбовые соединения). Эти дефекты возникают при некачественном цементировании, нарушении цементного кольца в заколонном пространстве, коррозии колонны под действием омывающих ее минерализованных пластовых вод. Нарушения могут возникнуть в процессе освоения скважины или при текущем и капитальном ремонтах.

Ремонтно-изоляционные работы проводят с целью изоляции верхних вод, нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному

пространству, подошвенных и контурных вод, поступающих по наиболее проницаемым интервалам и трещинам пласта, т.е. обеспечивают оптимальные условия работы продуктивного пласта, для достижения запланированной (максимальной) выборки запасов нефти (рис. 1.6).

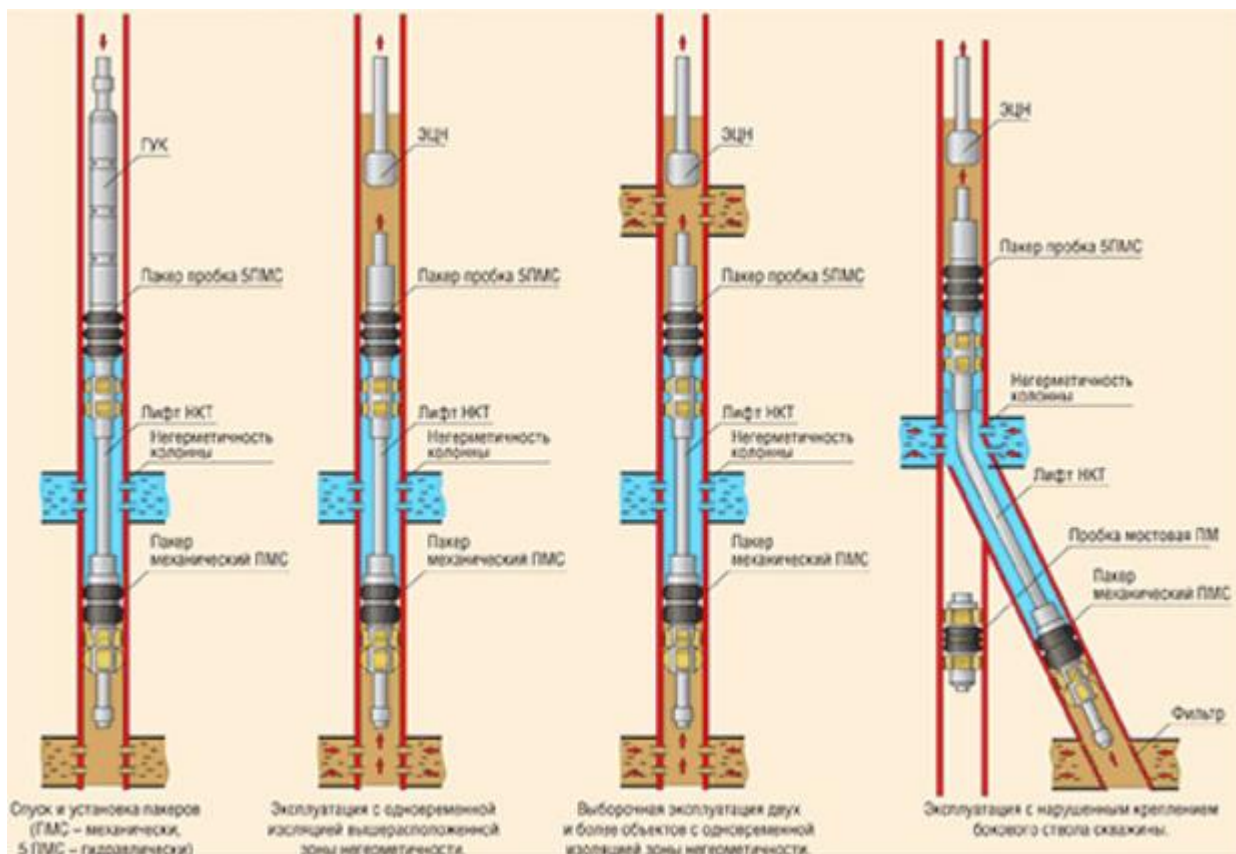


Рисунок 1.6 – Схемы компоновок изоляции зон негерметичности

С учетом характера несоответствия конструкции скважины существующим условиям ее эксплуатации и требованиям рациональной выборки продуктивных пластов РИР делятся на две группы:

- технологические;
- аварийно-восстановительные [1].

К технологическим относятся работы, обусловленные требованиями технологии разработки продуктивных пластов и месторождения в целом:

- РИР по отключению отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта в нефтедобывающих скважинах независимо от их

местоположения по мощности и характера обводнения, регулированию закачки воды по мощности заводняемых пластов в водонагнетательных скважинах;

- РИР по отключению отдельных пластов. Необходимость проведения РИР данного вида возникает в нефтяных добывающих и водонагнетательных скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов. Различие в геологическом строении пластов обуславливает разновременность их выработки и, следовательно, необходимость отключения каждого выработанного пласта с целью обеспечения нормальных условий выработки остальных пластов.

К аварийно-восстановительным относятся РИР, обусловленные аварийными ситуациями в процессе эксплуатации и ремонта скважин, недостатками в конструкции.

- РИР по исправлению некачественного цементного кольца. Необходимость проведения этого вида работ обусловлена несоответствием качества тампонирования обсадной колонны условиям эксплуатации и является следствием как получения некачественного цементного кольца при проведении тампонирования, так и разрушения кольца в процессе эксплуатации скважины;

- РИР по ликвидации нарушений обсадных колонн. Необходимость проведения обусловлена нарушением герметичности обсадной колонны;

- РИР по наращиванию цементного кольца за обсадной колонной и кондуктором. Необходимость их применения в первую очередь диктуется требованиями охраны недр и окружающей среды: предотвращением перетока пластовых и закачиваемых жидкостей из пласта в пласт и выхода их на поверхность. В ряде случаев эти работы проводят одновременно с ликвидацией нарушений обсадной колонны;

- РИР по креплению слабоцементировочных пород в призабойной зоне пласта. Необходимость проведения обусловлена разрушением призабойной зоны пласта и нарушением нормального режима эксплуатации;

- К наиболее ответственным и важным РИР относятся работы по ликвидации скважин.

Если работы по ликвидации скважин произведены некачественно, со временем возникает серьезная опасность сообщения пластов, практически со всеми вышележащими пластами, в том числе, с городскими водозаборными скважинами [11].

ГЛАВА 2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Вахское месторождение

Вахское месторождение открыто в 1965 г., введено в разработку в 1976 г., расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 113 км восточнее г. Нижневартовска и в 80 км от г. Стрежевого, находится на землях гослесфонда Излучинского лесничества Нижневартовского лесхоза.

По величине запасов месторождение классифицируется как крупное.

Геологический разрез Вахского месторождения представлен терригенными отложениями мезокайнозойского чехла, несогласно залегающими на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента.

В тектоническом плане месторождение расположено в центральной части молодой Западно-Сибирской плиты, сложенной гетерогенным фундаментом, перекрытым мезозойско-кайнозойскими отложениями платформенного чехла.

В составе доюрского фундамента выделяется два структурно-тектонических этажа. Нижний – складчатый – представлен геосинклинальными, метаморфизованными, сильно дислоцированными образованиями докембрия и палеозоя, которые прорваны интрузивными образованиями различного возраста и состава.

Верхний этаж занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание фундамента и платформенными отложениями чехла. Для отложений промежуточного комплекса свойственно проявление эффузивного магматизма, меньшая дислоцированность и слабый метаморфизм.

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» под редакцией В.С.Суркова и О.Г.Жеро, Вахский лицензионный участок расположен на северо-западном продолжении Назино-Сенькинского

антиклинория, в зоне его сочленения с Усть-Тымской впадиной. Структуры складчатого фундамента представляют собой линейные полосы сложнопостроенных поднятий и прогибов северо-западного простирания, которые рассечены на крупные блоки раннемезозойским Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом, межгорными прогибами и наложенными впадинами северо-восточного простирания. Окончательную консолидацию фундамента на территории Вахского лицензионного участка связывают обычно с позднегерцинской стадией тектогенеза.

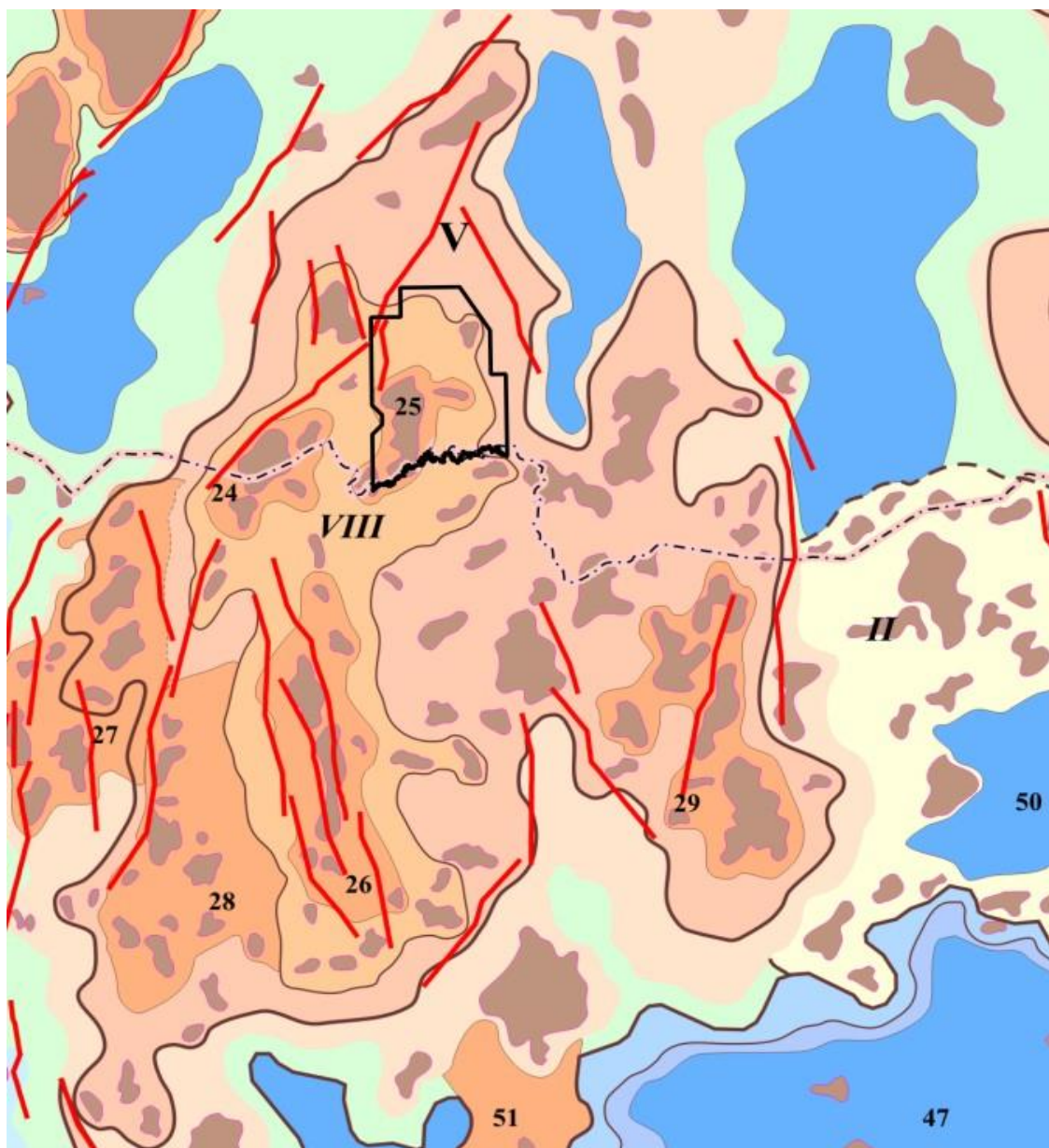
Для структурного плана мезозойско-кайнозойского чехла свойственна высокая унаследованность от эрозионно-тектонических выступов фундамента. Это является характерным признаком молодых платформ, при образовании которых перерыв между консолидацией фундамента и началом формирования осадочного чехла был небольшим.

В соответствии с «Тектонической картой юрского структурного яруса» под редакцией А.Э.Конторовича (2001 г.), Вахский лицензионный участок находится на территории Западно-Сибирской плиты, в пределах крупного структурного элемента – Александровского свода (Рис. 2.1).

Участок включает в себя Вахское куполовидное поднятие (к. п.), которое осложняет северо-восточную периферию Трайгородского мезовала. В пределах контура лицензирования выделяются в центральной и южной частях площади Вахский и в северо-восточной части Кошильский участки.


Промышленная нефтеносность в пределах Александровского свода, к которому приурочено Вахское месторождение, установлена в отложениях мелового, юрского и палеозойского возрастов.

Промышленно нефтеносными являются нижнемеловые пласты $K_{1v} B_3^1$ и $K_{1v} B_6$ вартовской свиты, $K_{1v} B_8$ тарской свиты, $K_{1v} B_9^1$ и $K_{1b} B_{16-20}$ (который представлен пластами B_{16} , B_{17} и B_{18}) куломзинской свиты, верхнеюрские пласты $J_{30} Ю_1^1$, $J_{30} Ю_1^2$ и $J_{30} Ю_1^3$ ($J_{30} Ю_1^{2+3}$) васюганской свиты, среднеюрские пласты $J_{2bt} Ю_2^1$, $J_{2bt} Ю_2^2$, $J_{2bt} Ю_3^1$, $J_{2bt} Ю_3^2$, $J_{2bt} Ю_3^3$, $J_{2bt} Ю_3^4$ тюменской свиты и доюрские отложения пласта PZ M.



Структуры I порядка
V - Александровский свод

Структуры II порядка
II - Караминская мезоседловина
VIII - Трайгородский мезовал

 Граница Вахского лицензионного участка

Структуры III порядка

- 24 - Охтеурское кп
- 25 - Вахское кп
- 26 - Криволуцкий вал
- 27 - Западно-Александровский вал
- 28 - Полуденный выступ
- 29 - Окунёвский вал
- 47 - Неготская впадина
- 50 - Сангильская впадина
- 51 - Мурасовский выступ

Рисунок 2.1 – Фрагмент «Тектонической карты юрского структурного яруса» под редакцией А.Э.Конторовича (2001 г.)

Разгазированная нефть горизонтов Ю₂, Ю₃ по результатам анализа поверхностных проб и проб после разгазирования глубинных проб этого региона

характеризуется параметрами: плотность 850,0 кг/м³, кинематическая вязкость при 20°С – 8,00 мм²/с, массовое содержание серы – 0,53 %, асфальто-смолистых веществ – 9,78 %, парафина – 2,28 %, объемный выход светлых фракций до 300°С составил 49,7 %. Нефть характеризуется как легкая, маловязкая, среднесернистая, парафинистая, смолистая. По ГОСТ Р 51858–2002 нефть относится ко 1 классу и 1 типу.

Разгазированная нефть горизонта Ю1 по результатам анализа поверхностных проб и проб после разгазирования глубинных проб этого региона характеризуется параметрами: плотность 850,7 кг/м³, кинематическая вязкость при 20°С – 8,37 мм²/с, массовое содержание серы – 0,62 %, асфальто-смолистых веществ – 9,87 %, парафина – 2,31 %, объемный выход светлых фракций до 300°С составил 49,4 %. Нефть характеризуется как средняя, маловязкая, среднесернистая, парафинистая, смолистая. По ГОСТ Р 51858–2002 нефть относится ко 2 классу и 2 типу [12].

2.2 Игольско-Таловое месторождение

Игольско-Таловое нефтяное месторождение входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области и находится в юго-западной части Западно-Сибирской низменности. В административном отношении Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. В 2,5 км на запад и 2 км на север от него расположены разрабатываемые Карайское и Федюшкинское нефтяные месторождения.

Месторождение открыто в 1977 г. и введено в разработку в 1991 г. По степени промышленного освоения месторождение относится к «разрабатываемым».

В связи с тем, что Игольская и Таловая площади месторождения введены в эксплуатацию не одновременно, они находятся на разных стадиях разработки:

Игольская – на III стадии разработки, а Таловая – на начальном этапе III стадии разработки.

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла вскрыты на полную мощность в скважине № 2П Игольской площади и скважине № 17Р Таловой площади, имеющие в пределах рассматриваемого месторождения общую толщину около 3400 м, со стратиграфическим перерывом залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента.

Согласно структурно-тектоническому районированию фундамента Западно-Сибирской плиты (редактор В.С. Сурков, 1981 г.) (рисунок 2.2) рассматриваемая территория приурочена к южной части Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта – одному из крупнейших рифтовых структур Западно-Сибирской плиты.

В платформенном чехле грабен-рифту соответствует крупная структура – Нюрольская мегавпадина, которая является отрицательной структурой I порядка, расположена в южной части Колтогорско-Нюрольского желоба. В структурном плане отражающего горизонта Па (подшва баженовской свиты) Нюрольская мегавпадина оконтуривается на глубине -2660 м, имеет площадь 20150 км² и амплитуду 340 м.

В пределах Нюрольской мегавпадины выделены 5 отрицательных (Кулан-Игайская впадина, Тамрадская впадина, Осевой прогиб, Тамянский прогиб, Седельниковский прогиб) и 2 положительные структуры (Игольско-Таловое куполовидное поднятие и Фестивальный вал) III порядка.

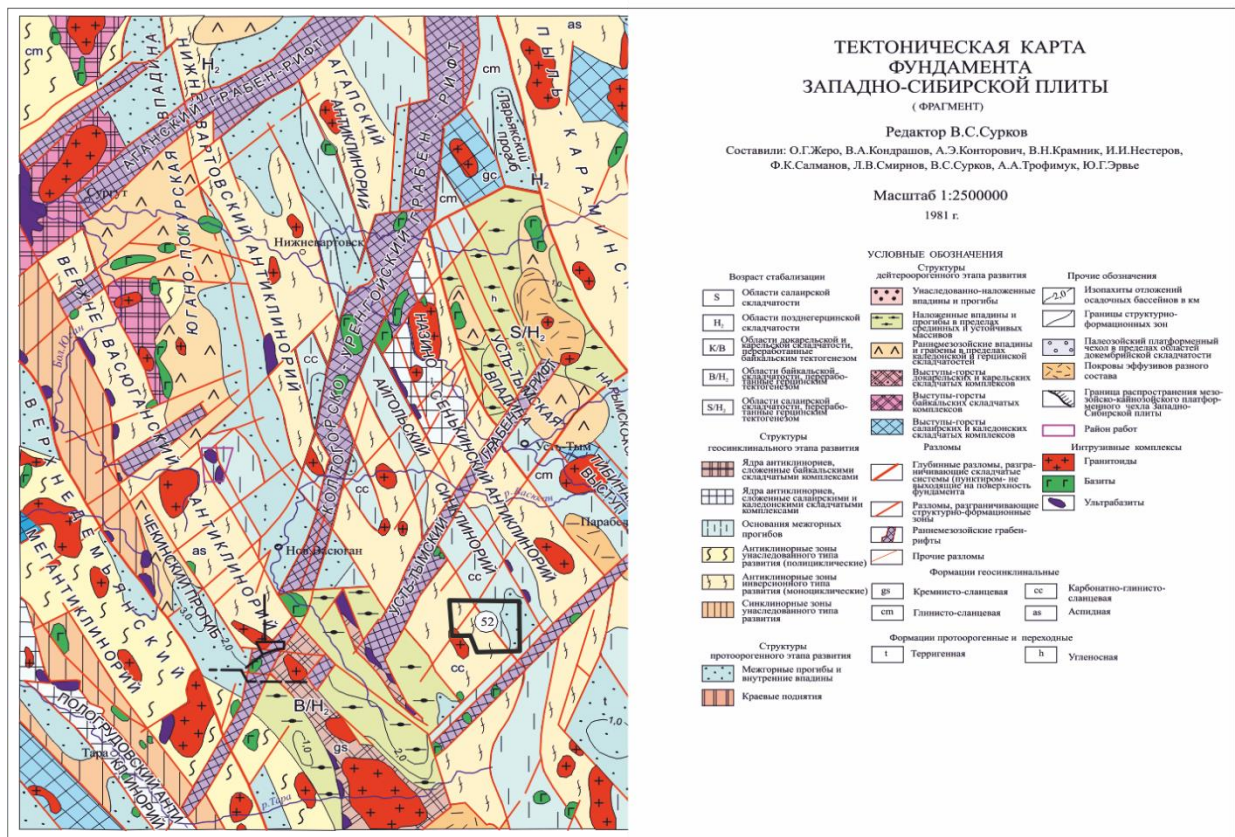


Рисунок 2.2. Рисунок 2.1 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Ред. Сурков В.С. 1981 г.

Игольско-Таловое куполовидное поднятие расположено в центральной части Нюрольской мегавпадины, объединяет группу локальных поднятий на глубине – 2700 м. К данному поднятию и приурочено Игольско-Таловое нефтяное месторождение.

В пределах куполовидного поднятия выделены структуры более мелкого порядка: Игольская и Таловая.

Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в пределах Васюганского нефтедобывающего района. В непосредственной близости от него эксплуатируется Карайское нефтяное месторождение. Промышленная нефтеносность района связана с терригенными отложениями надугольной и межугольной толщ горизонта Ю₁ – пластами Ю₁² и Ю₁^{МУ} (васюганская свита). На Игольской структуре продуктивны оба пласта, Ю₁² и Ю₁^{МУ}, на Таловой структуре продуктивен только пласт Ю₁², пласт Ю₁^{МУ} отсутствует.

Литологически продуктивные отложения пласта Ю₁² представлены песчаниками серыми, светло-серыми, среднесцементированными, участками известковыми. Отмечаются включения пирита, остатки морской фауны пелеципод и аммонитов. Пласт Ю₁^{МУ} литологически представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми с прослоями алевролитов, аргиллитов и остатками растительного детрита.

Перекрывающие породы сложены преимущественно глинистыми отложениями георгиевской и битуминозными аргиллитами баженовской свит, которые служат надёжной покрывкой и являются хорошими геолого-геофизическими реперами.

Пласт Ю₁² – основной продуктивный пласт Игольско-Талового месторождения (содержит около 92 % запасов).

Нефть Игольско-Талового месторождения пласта Ю₁² достаточно легкая, малосернистая с небольшим содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ и достаточно большим выходом светлых фракций до 300 °С. По ГОСТ Р 51858–2002 нефть этого пласта относится к 1 классу и 1 типу. Нефть пласта Ю₁^{МУ} относится к среднему типу, с плотностью 859,6 кг/м³, малосернистой с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ, выход светлых фракций до 300 °С составил 44 % об. По ГОСТ Р 51858–2002 нефть этого пласта относится к 1 классу, 2 типу [13].

2.3 Карайское месторождение

Карайское месторождение находится в Каргасокском районе Томской области и приурочено к южной группе Васюганских месторождений.

Месторождение открыто в 1980 году, в разработку введено в 2007 году.

Карайское месторождение включает в себя одну залежь, в структурном плане приуроченную к западной части Игольского куполовидного поднятия.

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-

кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента.

Согласно «Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области» под редакцией А.Э. Конторовича, Карайское локальное поднятие приурочено к западной части Игольского куполовидного поднятия, осложняющего структуру второго порядка - Южно-Нюрольскую мегавпадину. Последняя расположена в южной части Нюрольской мегавпадины – крупной отрицательной структуры первого порядка.

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления» (редактор В.С. Сурков) Игольское куполовидное поднятие находится в пределах Нюрольского прогиба (рис. 2.3).

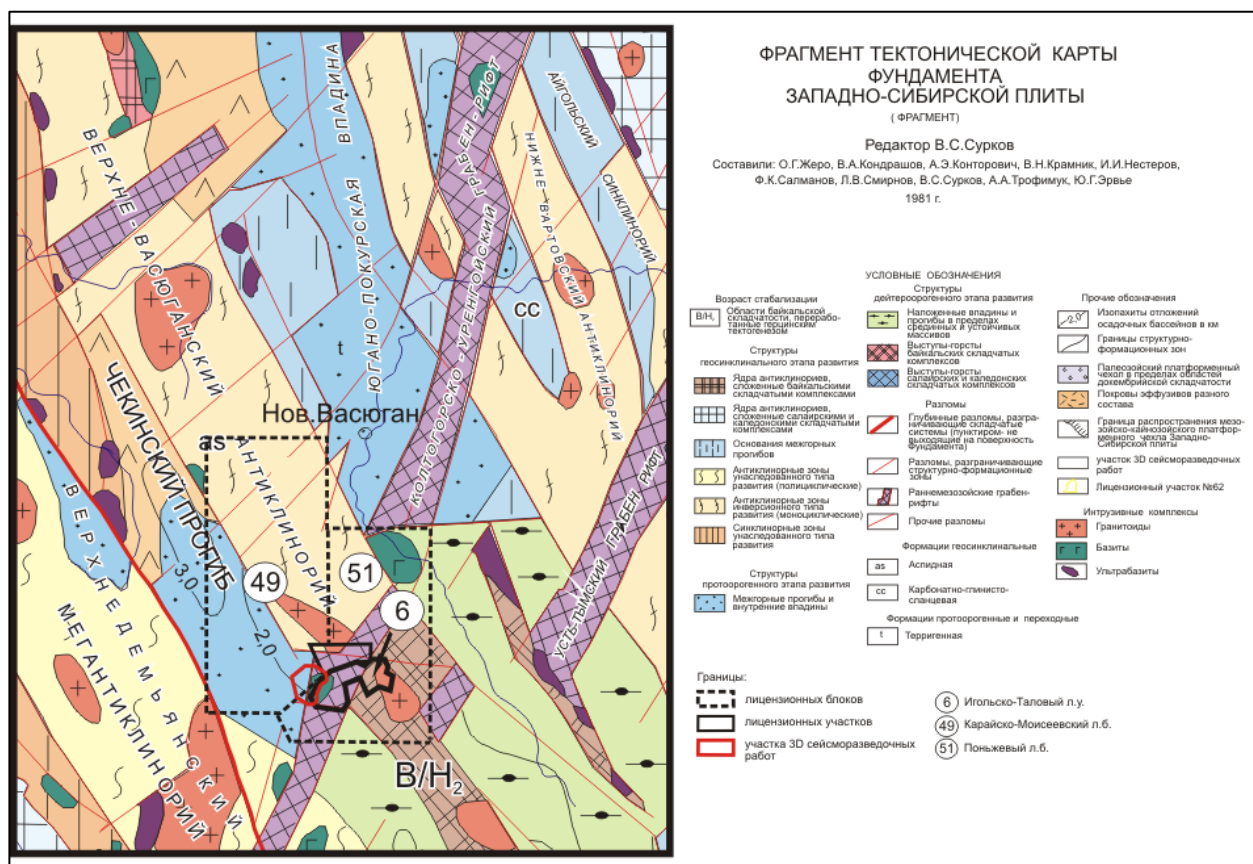


Рисунок 2.3 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Редактор Сурков В.С. 1981 г.

Тектоника рассматриваемого района обусловлена его положением в зоне сопряжения Колтогорской рифтогенной зоны и Нюрольского осадочного бассейна, формирование которого явилось следствием активного прогибания этой территории на рубеже палеозоя и мезозоя.

Карайское нефтяное месторождение входит в Васюганский нефтедобывающий район. Нефтеносность района связана с прибрежно-морскими отложениями надугольной толщи горизонта Ю₁ – пластом Ю₁².

В настоящее время месторождение находится на первой стадии разработки.

Характерной чертой строения пласта Ю₁² является его макронеоднородность, выраженная повышенным содержанием глинистой и карбонатной составляющих. Вследствие этого пласт характеризуется 2-х членным строением: представляет собой два песчаных пропластка, разделенных между собой глинистым прослоем, составляющим в среднем - 2,8 м.

Практически во всех скважинах в кровле и подошве продуктивного пласта (на границе раздела песчаной и глинистой составляющих) отмечается наличие карбонатного прослоя средней толщиной 2,0 м.

Коэффициент продуктивности пласта Ю₁² в период эксплуатации определен в среднем – 2,5 м³/(сут*МПа. Удельный коэффициент продуктивности в среднем составляет 0,9 м³/(сут*МПа*м).

Проницаемость пласта определена в результате гидродинамических исследований на неустановившихся режимах (КВД, КВУ) по добывающим скважинам в среднем составляет $7,4 \cdot 10^{-3}$ мкм² [14].

2.4 Южно-Черемшанское месторождение

В административном отношении Южно-Черемшанское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области и находится в 232 км к западу от районного центра п. Каргасок (рис. 2.4).

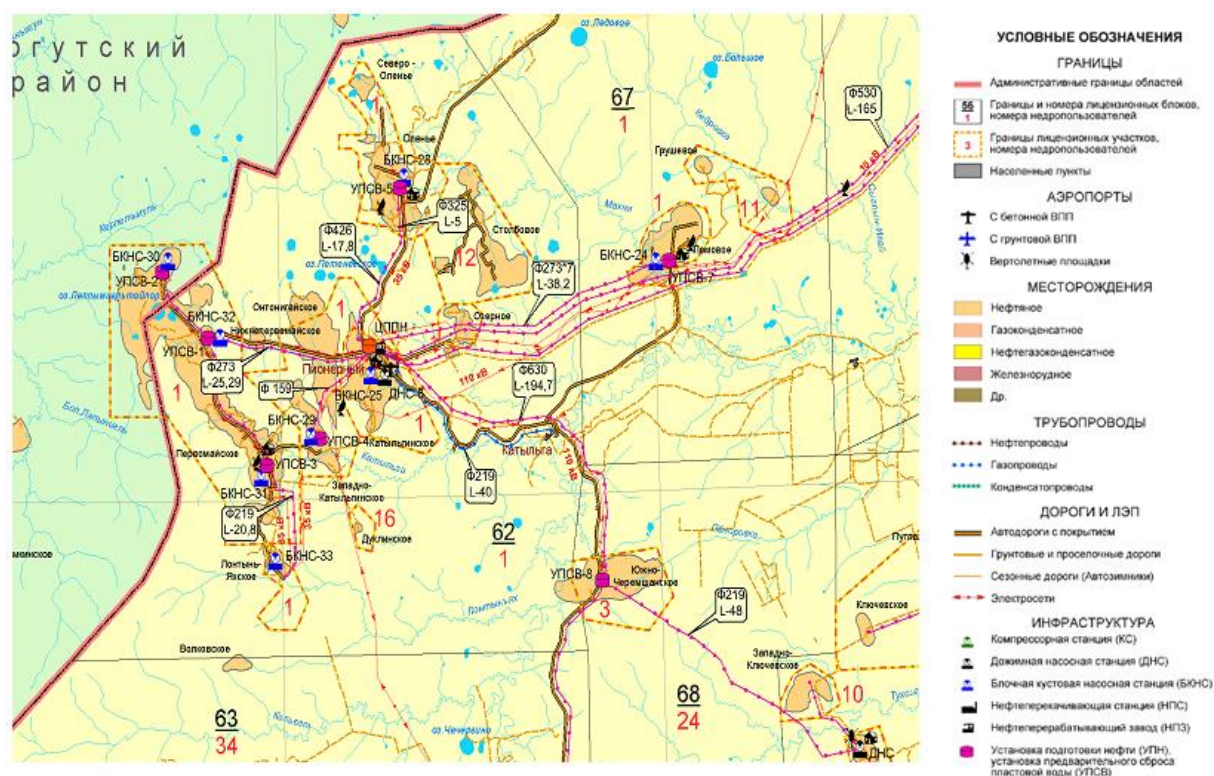


Рисунок 2.4 – Обзорная карта района работ

Нефтяное месторождение открыто в 1970 году, пробная эксплуатация месторождения началась с 1991 года, в промышленную разработку введено с 2004 года.

По величине запасов месторождение классифицируется как среднее.

В геологическом строении Южно-Черемшанского месторождения принимают участие вулканогенно-осадочные породы доюрского (предположительно, пермо-триасового) фундамента и мощная толща терригенных образований мезокайнозойского осадочного чехла.

В тектоническом отношении исследуемый район расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, входящей в состав молодой Урало-Сибирской платформы и в его строении принимают участие два структурных этажа – доюрский фундамент и юрско – кайнозойский осадочный чехол.

По отложениям фундамента, согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» 1981г. под редакцией В.С. Суркова, район работ расположен в зоне сочленения Верхневасюганского антиклинория крупной

складчатой структуры девон-нижнекаменноугольного возраста, Нюрольского прогиба – структуры протоорогенного этапа развития и Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта – крупнейшей рифтовой зоны триасового возраста, в пределах крупного горста байкальского возраста, переработанного в герцинский этап тектогенеза, которому, скорее всего, отвечает мантийный диапир.

В районе исследований наибольшее распространение получил рифтовый комплекс. Под рифтовым комплексом понимаются интрузивные, эффузивные и вулканогенно-осадочные образования ниже-среднетриасового возраста, выполняющие зоны растяжения земной коры.

Южно-Черемшанское месторождение по нефтегеологическому районированию относится к Нюрольскому нефтегазоносному району.

Нефтеносность месторождения связана с меловыми и юрскими отложениями. Разработка месторождения осуществляется по 33 объектам разработки: A_2^1 , A_3 , A_4^1 , A_4^2 , A_4^3 , A_5^1 , A_5^2 , A_5^3 , A_6 , A_7 , A_9 , A_{10} , B_0 , B_4^1 , B_4^2 , B_5^1 , B_5^2 , B_5^3 , B_5^4 , B_6^1 , B_6^2 , B_7^{1+2} , B_7^3 , B_8^1 , B_8^2 , B_8^3 , B_9^1 , B_9^2 , B_{10} , B_{11} , B_{12} , B_{13} , $Ю_1^{3+4}$, из них на 13 объектах с применением системы ППД (A_3 , A_4^1 , A_4^2 , A_5^2 , A_5^3 , A_7 , B_5^2 , B_5^4 , B_6^1 , B_7^{1+2} , B_7^3 , B_8^2 , $Ю_1^{3+4}$). Месторождение многопластовое, практически все выявленные залежи являются пластовыми, сводовыми, осложненными литологическими экранами. На верхнеюрских пластах залежи ограничены не только литологическими экранами, но и тектоническими разломами.

Коллекторы месторождения представлены мелко-среднезернистыми полимиктовыми песчаниками, покрышки сложены глинистыми разностями.

Продуктивная толща всех объектов месторождения характеризуется высокой степенью литологической неоднородности. Средняя нефтенасыщенная толщина объектов изменяется в интервале от 1.2 до 6.2 м. Значительно отличаются породы-коллектора по фильтрационно-емкостным свойствам. Высокими фильтрационными характеристиками обладают пласты группы А – A_7 , A_6 , A_4^2 , где средняя величина проницаемости составляет соответственно 347 мД, 229 мД, 168 мД; пласты группы Б – B_9^2 , B_{12} , B_{11} , B_{10} , B_6^1 , B_7^1 , где средняя

проницаемости составляет соответственно 615 мД, 483 мД, 404 мД, 228 мД, 276 мД, 201 мД. Степень различия величины проницаемости совместно залегающих нефтеносных пропластков внутри объекта может быть незначительной, а может достигать нескольких порядков. Такая неоднородность по проницаемости влияет на эффективность выработки запасов.

Нефть пластов группы А и Б₀ Южно-Черемшанского месторождения легкая, плотностью около 0,843 г/см³ с содержанием серы: 0,57 %, смол силикагелевых: 8,49 %, асфальтенов: 2,59 % и парафинов: 2,14 %. Давление насыщения нефти газом: 4,8 МПа, объемный коэффициент: 1,152, газовый фактор 41,6 м³/т, начальное пластовое давление: от 17,4 до 19,6 МПа.

Нефть пластов группы пластов Б также характеризуется как легкая, плотностью около 0,841 г/см³ с содержанием серы: 0,53 %, смол силикагелевых: 8,0 %, асфальтенов: 2,48 % и парафинов: 2,38 %. Давление насыщения нефти газом: 5,7 МПа, объемный коэффициент: 1,277, газовый фактор 71,5 м³/т, начальное пластовое давление: от 20,7 до 24,1 МПа [15].

2.5 Особенности месторождений

Месторождения Западной Сибири рассмотренные выше имеют как схожие геолого-физические особенности между собой, так и особенности, которые выделяют месторождение от другого.

Месторождения имеют следующие схожие особенности:

- продуктивный пласт представлен терригенными песчано-алевритовыми отложениями;
- залежи пластовые, сводовые, осложненные литологическими, тектоническими экранами;
- породы-коллекторы имеют поровую структуру;
- нефть легкая, маловязкая, малосернистая, смолистая, парафинистая;
- низкая проницаемость пласта;
- большая глубина залегания продуктивных пластов;

- высокая пластовая температура;
- низкое значение газового фактора и вязкости нефти в пластовых условиях.

Отличительные особенности месторождений:

▪ Южно-черемшанское:

- месторождение многопластовое;
- большая мощность перспективных горизонтов;
- резкое различие коллекторских свойств;
- близкое залегание нефтеносных пластов;
- наличие активных глинистых отложений;
- имеются тектонические нарушения осадочного чехла и фундамента;
- месторождение относится к категории средних по количеству

запасов нефти.

▪ Карайское:

- один объект разработки;
- макронеоднородность пласта выражена повышенным содержанием глинистой и карбонатной составляющей;

• в кровле и подошве продуктивного пласта отмечается наличие карбонатного прослоя средней толщины 2 м;

• месторождение относится к категории средних по количеству запасов нефти.

▪ Игольско-Таловое:

- месторождение состоит из 2 площадей (Игольская и Таловая);
- один объект разработки;
- месторождение относится к категории средних по количеству

запасов нефти.

▪ Вахское:

- на Кошильской площади Вахского месторождения выделена сеть тектонических нарушений;

- месторождение относится к категории крупных по количеству запасов нефти;
- промышленная нефтеносность в пределах Александровского свода (нижнемеловые пласты).

Наглядно особенности месторождений представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Особенности месторождений

Критерии	Вахское	Игольско-Таловое	Карайское	Южно-Черемшанское
Количество пластов	среднее кол-во	1 объект	1 объект	многопластовое
Категория месторождения	крупное	среднее	среднее	среднее
Тектонические нарушения	+	-	-	+
Наличие карбонатного прослоя	-	-	+	-
Резкое различие коллекторских свойств	-	-	-	+
Большая мощность продуктивных пластов	-	-	-	+
Близкое залегание нефтеносных пластов	-	-	-	+
Наличие глинистых отложений	-	-	+	+

На основе полученных геолого-физических данных и выявленных особенностях разрабатывается комплекс мер по повышению нефтеотдачи пластов, а именно проведение геолого-технических мероприятий на месторождениях.

ГЛАВА 3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Для повышения эффективности выработки запасов нефти на месторождениях применялись различные мероприятия по интенсификации притока к добывающим скважинам, улучшению условий притока флюидов к скважине.

В данной дипломной работе мы подробно рассмотрим эффективность применения геолого-технологических мероприятий применяемых на Вахском, Игольско-Таловом, Карайском и Южно-Черемшанском месторождениях, а именно гидравлический разрыв пласта, обработку призабойной зоны и интенсификацию добычи.

3.1 Применение ГТМ на Вахском месторождении

Основными мероприятиями по интенсификации притока добывающих скважин являются: гидравлический разрыв пласта, перфорационные методы (дострел, перестрел, приобшение), методы депрессий (метод глубоких депрессий (МГД), вибрационное воздействие, изоляционные методы, а также обработки химреагентами (соляно- и глинокислотные обработки, воздействие ПАВ и др.). С 2006 г. одним из перспективных направлений стало бурение вторых стволов из скважин, эксплуатация которых была прекращена из-за высокой обводненности или аварии. Также проводились работы по выравниванию фронта вытеснения с применением потокоотклоняющих составов.

В общей сложности на скважинах Вахского месторождения за период разработки 2000-2016 гг. проведено 3456 скважино-операций различных видов ГТМ и МУН в 654 скважинах.

В целом по Вахскому месторождению по всем методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока дополнительная добыча составила

19791,1 тыс.т. На рисунке 3.1 представлено распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям по состоянию на 01.01.2017 год.

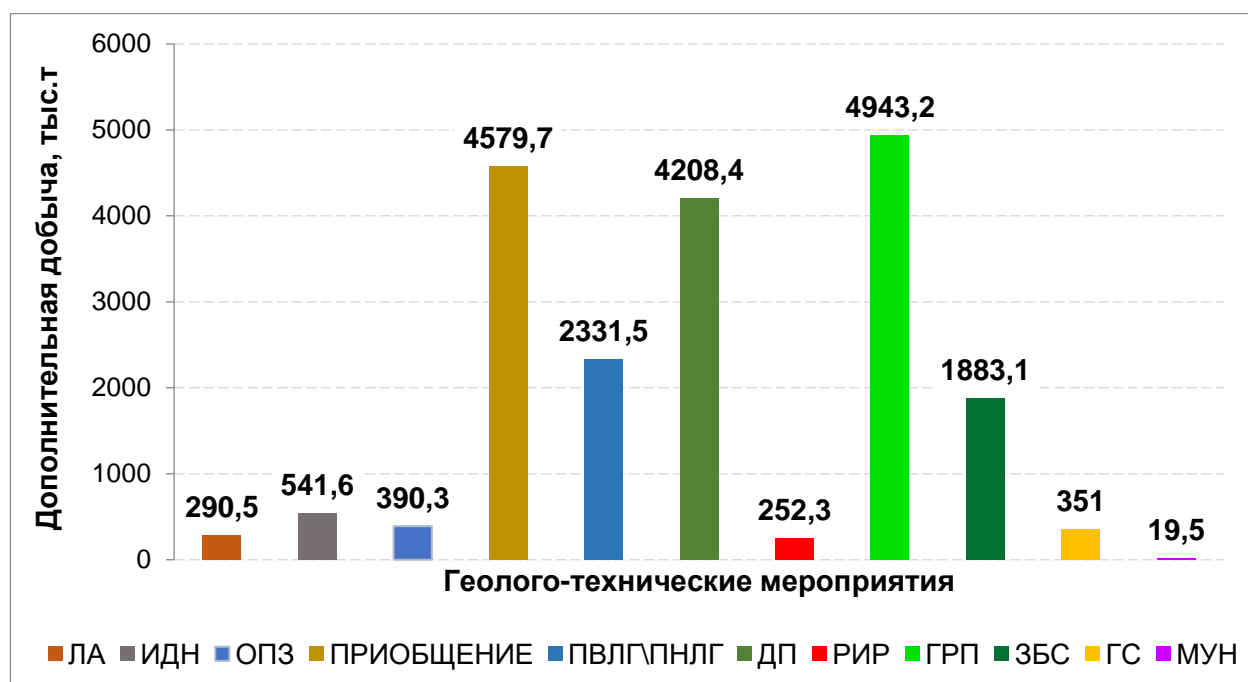


Рисунок 3.1 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении за период 1978–2016 гг.

Как видно из представленного рисунка 3.1, практически 91% (17945,9 тыс.т) от всей дополнительно добытой нефти полученной за счет проведения геолого-технических мероприятий приходится на приобщение, переводы, дополнительную перфорацию, ГРП и ЗБС.

3.1.1 Гидравлический разрыв пласта

На Вахском месторождении стимулирование работы скважин технологией гидроразрыва пласта (ГРП) является наиболее эффективным методом воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти, определенными низкими фильтрационно-емкостными характеристиками нефтесодержащих пород.

Всего за 1992-2016 гг. было выполнено 703 операции ГРП, из них 43 операции ГРП на скважинах, вводимых из бурения, 76 операций ГРП при зарезке боковых стволов, 103 операции ГРП на скважинах после приобщения или перехода на другие объекты эксплуатации (эффект по ним отнесен к соответствующему мероприятию), еще пять скважин после ГРП перевели под закачку в связи с обводнением. По 104 скважино-операциям эффект не был получен. В результате проведения ГРП дополнительно добыто 4943,2 тыс. т. нефти. В среднем удельный технологический эффект составил 10,4 тыс. т. на одну скважино-операцию, при этом по 171 скважино-операции эффект продолжается. Средняя продолжительность эффекта на успешную скважино-операцию составляет пять лет.

На рисунке 3.2 представлена динамика технологических показателей в интервале за год до проведения ГРП и в течение пяти лет после проведения ГРП. В целом, после проведения ГРП, наблюдается прирост дебита нефти в два раза, дебита жидкости – в 3,3 раза. Через год после проведения ГРП наблюдается резкое падение дебита нефти на 25 % с дальнейшим монотонным снижением.

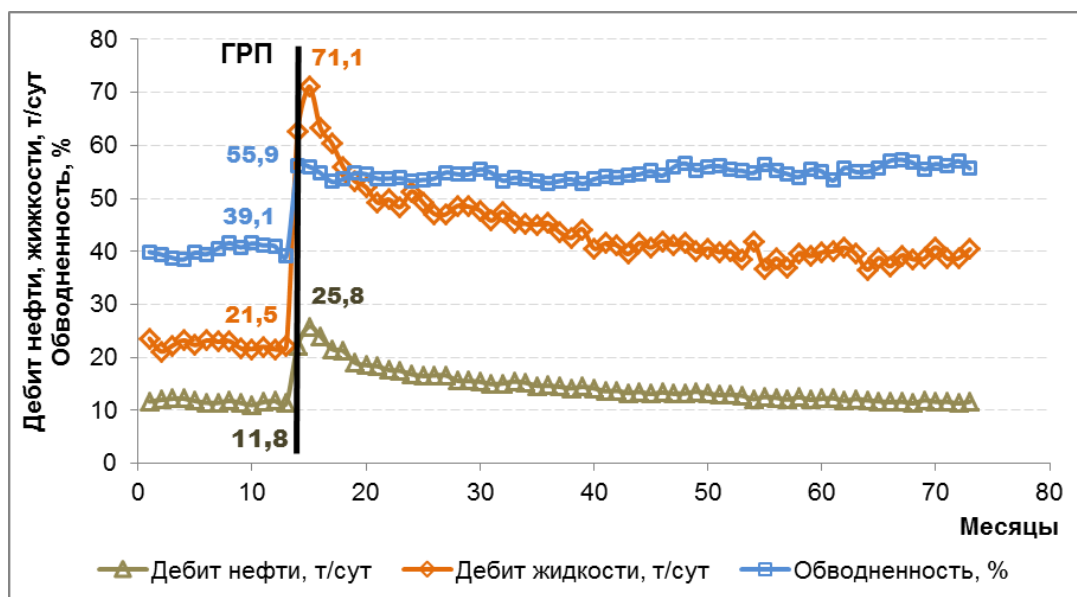


Рисунок 3.2 - Динамика технологических показателей до и после проведения ГРП

На Вахском месторождении за рассмотренный период эксплуатации в 157 скважинах были выполнены повторные ГРП, из них в 121 скважине ГРП было выполнено дважды, в 29 скважинах – трижды и в двух – четыре раза. В 53 случаях проведения ГРП эффект был списан на другие виды ГТМ (ЗБС, ПВЛГ/ПНЛГ, приобщение). В среднем, повторный ГРП проводился, через шесть лет от предыдущего.

Всего в результате повторных ГРП дополнительно добыто 902,4 тыс. т. нефти, средний удельный технологический эффект составил 7,8 тыс. т. на одну скважино-операцию. Наибольшее количество повторных ГРП проведено на объекте Ю₁²⁺³ – 125 операций, в том числе 46 операций выполнено на скважинах, совместно эксплуатирующих несколько пластов. Соответственно, по этому пласту получено 307,2 тыс. т. дополнительной добычи нефти от повторных ГРП, а с учетом совместных скважин – 443,0 тыс. т.

В целом анализ проведения ГРП показало высокую эффективность данного метода на Вахском месторождении. Таким образом, после тщательного подбора скважин-кандидатов, возможно применение гидроразрыва для увеличения нефтеотдачи и в дальнейшем.

3.1.2 Обработка призабойной зоны

На Вахском месторождении применяются следующие технологии ОПЗ: различные виды кислотных обработок (СКО, ГКО), депрессионное воздействие (МГД), перфорационные методы, импульсно-волновое воздействие (ИВВ) и др. За период 1992-2016 гг. было проведено 277 операций на добывающих скважинах. По 111 операциям эффект был отнесен на другие виды ГТМ (ГРП, ЗБС, ДП, ЛА, ПВЛГ, РИР, приобщение, ВНС), которые были проведены одновременно или чуть раньше, чем ОПЗ, поэтому сложно оценить эффективность каждого вида в отдельности. В таблице 3.1 представлены результаты обработки призабойных зон скважин.

Таблица 3.1 – Показатели эффективности ОПЗ на добывающем фонде Вахского месторождения

Год	Количество скв., ед.	Количество скв. (эффективные), ед.	Удельная эффективность, тыс.т/опер.	Доп. добыча (текущий год), тыс.т	Доп. добыча (с учетом переходящ. эффекта), тыс.т
1	2	3	4	5	6
1992	21	5	0,1	1,6	1,6
1993	17	3	0,3	2,8	4,7
1994	2				8,4
1995	18	7	0,3	3,9	11,2
1996	2	2	0,5	0,8	9,9
1997	3				4,4
1998					3,0
1999	14	2	0,2	0,5	0,8
2000	12	2	1,5	3,8	5,5
2001	12	2	0,5	1,9	21,4
2002	5	4	1,2	3,2	21,4
2003	12	7	0,4	4,1	39,0
2004	4	1	0,01	0,0	38,6
2005	9	3	0,8	2,0	27,3
2006	17	6	0,2	1,3	28,4
2007	17	4	0,1	1,7	23,9
2008	36	8	0,08	2,5	20,2
2009	21	5	0,2	2,3	19,1
2010	13	3	0,1	0,1	17,0
2011					13,6
2012					11,5
2013					9,4
2014	15	9	0,8	4,4	12,5
2015	11	5	0,5	2,2	20,2
2016	16	7	0,1	1,8	17,3

В результате ОПЗ добывающих скважин успешность работ составила более 30%, положительный эффект был получен в 85 скважинах.

Всего в результате ОПЗ добывающих скважин дополнительно добыто 390,3 тыс. т нефти, что составляет 2 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил 2,4 тыс.т. на одну успешную скважино-операцию.

3.1.3 Интенсификация добычи нефти

Для обеспечения установленного режима работы скважин на Вахском месторождении в 2006-2016 гг. было выполнено 220 операций по смене насосного оборудования, положительный эффект получен в 92 скважинах (таблица 3.2.). По 66 операциям эффект был учтен на других ГТМ (ГРП, ЗБС, РИР, приобшение, ПВЛГ, ЗБГС, ВНС, ГС, ЛА), которые были проведены одновременно или чуть раньше, чем ИДН. Мероприятия с 2011-2013 гг. не проводились.

В целом за счет ИДН дополнительно добыто 541,6 тыс. т нефти, что составляет 2,7 % от всей добычи нефти от ГТМ. Средний удельный технологический эффект составил 3,5 тыс.т. на одну успешную скважино-операцию. На рисунке 3.3 приведена динамика проведения и эффективности ИДН.

Таблица 3.2 - Показатели эффективности ИДН на добывающих скважинах Вахского месторождения

Год	Количество скв., ед.	Количество скв. (эффективные), ед.	Удельная эффективность, тыс.т/опер.	Доп. добыча (текущий год), тыс.т	Доп. добыча (с учетом переходящ. эффекта), тыс.т
1	2	3	4	5	6
2006	29	13	0,8	7,4	7,4
2007	38	12	1,2	6,5	24,6
2008	29	11	1,0	11,0	45,9
2009	44	19	0,8	12,1	57,4
2010	27	10	1,0	8,0	68,2
2011	-	-	-	-	70,7
2012	-	-	-	-	54,3
2013	-	-	-	-	48,5

Продолжении таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6
2014	13	9	1,9	15,5	59,5
2015	17	11	0,5	3,6	59,8
2016	23	7	0,2	2,1	45,3

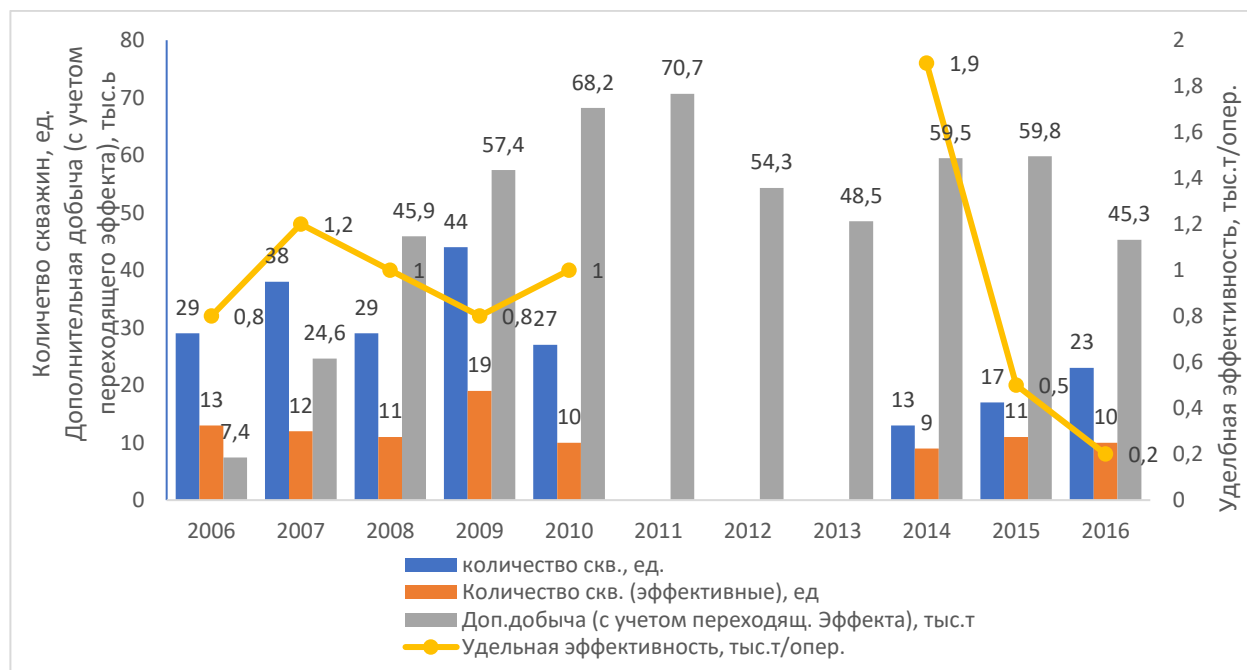


Рисунок 3.3 - Эффективность от ИДН за период 2006–2016 гг.

Как видно из представленного рисунка 3.3 эффективность применение ИДН с 2006 по 2011 гг. возрастала, в последующие года количество дополнительной добычи снизилось примерно на 15 % [12].

3.2 Применение ГТМ на Игольско-Таловом месторождении

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти Игольско-Талового месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам, увеличению доли выработки запасов, улучшению условий притока флюидов к скважине (снижению скин-фактора), увеличению приемистости нагнетательных скважин, ограничению притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины.

Работы в данном направлении проводятся с применением различных технологий. Для интенсификации притока по добывающим скважинам реализуется программа интенсификации добычи нефти методом форсированных отборов; для улучшения условий притока флюидов к скважине – гидравлический разрыв пласта, дополнительная перфорация, глинокислотные и солянокислотные обработки; для увеличения приемистости нагнетательных скважин – дополнительная перфорация, глинокислотные и солянокислотные обработки. Также проводились мероприятия по закачке растворов полимеров и поверхностно-активных веществ.

Всего на Игольско-Таловом месторождении в период с 1995 по 01.01.2015 гг. было проведено 1214 скважинно-операций различных ГТМ.

3.2.1 Гидравлический разрыв пласта

По технологии выполнения ГРП на Игольской площади Игольско-Талового месторождения все операции можно разделить на две группы.

Первая. В период 1995–1996 гг. ГРП проводился по технологии мини-ГРП. В качестве жидкости разрыва использовалась загущенная сырая нефть в объеме 10–15 м³, объем проппанта составлял 1 т. Было проведено 5 операций, дополнительная добыча по которым на 01.01.2015 года составила 148,177 тыс.т, удельный эффект на одну скважинно-операцию – 29,6 тыс.т/скв.

Вторая. В период 2000–2014 гг. в качестве основной жидкости разрыва являлась минерализованная вода. Для закрепления трещин использовался обладающий высокой прочностью керамический проппант (как российского производства Voro Prop с проводимостью 687 Д, так и зарубежного – Carbo Lite с проводимостью 955 Д), хорошо сочетающийся с жидкостью разрыва и обеспечивающий высокую удельную проводимость трещин после ГРП. На Игольской площади выполнено 273 операции, из них 172 операции на скважинах уже работающих, 101 операция на скважинах сразу после бурения.

За весь период разработки Игольской площади было сделано 15 рефраков, из них 13 рефраков на скважинах уже работающих и 2 рефрака на скважинах, на которых ГРП проведено одновременно с вводом скважин. За весь период работы скважин, работающих до ГРП на Игольской площади, на тринадцати скважинах, №№ 132, 198, 199, 222, 303, 311, 342, 384, 394, 807, 1021, 1070, 1098, был сделан рефрак.

Дополнительный объем нефти в период 1995–2014 гг. за счет ГРП на Игольской площади, для скважин уже работающих до проведения ГРП, составил 5856 тыс.т, удельный вес на одну скважинно-операцию – 33,1 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – 5 лет.

Количество проведенных ГРП на Игольской площади и дополнительная добыча нефти от ГРП (на скважинах работающих до ГРП) по годам представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Количество и дополнительная добыча проведенных ГРП за всю историю разработки Игольской площади

Год	1995-1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	ИТОГО
Кол-во ГРП на работаю-щих скважинах	5	37	38	46	12	7	6	8	1	1	10	1	3	1	0	1	177
Кол-во всего ГРП в году	5	37	62	60	23	10	21	25	1	1	10	1	4	2	15	1	278
Доп. Добыча, тыс.т	148	213	676	1305	1001	681	427	329	231	190	175	149	115	88	68	59	5856

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) на Таловой площади Игольско-Талового месторождения проводился по технологии, адаптированной специалистами к местным условиям.

С начала разработки на скважинах Таловой площади Игольско-Талового месторождения было проведено 140 операций по гидроразрыву пласта (40 операций в 2006 году, 45 операций в 2007 году, 11 операций в 2008 году, 27

операций в 2009 г., 6 операций в 2010 г., 9 операций в 2011 г., 1 операция в 2013 году и 1 операция в 2014 году).

На 01.01.2015 г. накопленная дополнительная добыча нефти за счет ГРП, проведенных в 2007–2014 гг. для скважин, уже работающих до проведения ГРП, составляет 73,8 тыс.т, на одну скважину приходится 5,7 тыс.т нефти, средняя обводненность добываемой продукции увеличилась с 24,9 до 37,2 %. За пятилетку 2010–2014 гг. дополнительная добыча нефти от ГРП, проведенных на всех скважинах, работающих в период 2007–2014 гг. до проведения ГРП, составила 22,7 тыс.т.

Количество проведенных ГРП и дополнительная добыча нефти по годам представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Дополнительная добыча от ГРП скважин Таловой площади

№ скв.	Дата проведения ГРП	Год								ВСЕГО
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
		Дополнительная добыча нефти, тыс.т								
7Р	22.01.2009			0,1						0,1
1206	03.04.2009			3,0						2,7
1401	13.09.2009	ЗБС, дополнительная добыча засчитывается на ЗБС								
1403	22.09.2009			0,1		0,5	0,2	2,0	1,0	3,7
1408	25.09.2009			0,1	1,0					1,0
1409	12.10.2009	ЗБС, дополнительная добыча засчитывается на ЗБС								
2007	05.03.2007	5,0	3,0	1,0						8,3
2106	25.03.2007	6,0	0,3							5,9
2307	06.04.2008	После ГРП дебит по нефти уменьшился, через 4 месяца перевели под нагнетание								
2603	01.10.2013	ЗБС, дополнительная добыча засчитывается на ЗБС								
2601	24.09.2014	Нагнетательная								
2701	12.07.2010				0,4	2,0	3,0	4,0	2,0	11,0
2803	04.01.2007	4,0	13,0	17,0	7,0					41,0

В целом по Игольско-Таловому месторождению количество ГРП достигло 418 операций, из них 190 операций на скважинах уже работающих, 228 операций на скважинах при вводе в эксплуатацию. Дополнительная добыча нефти в результате проведения ГРП с 1995 по 2015 гг. по Игольско-Таловому месторождению составила 5929,6 тыс.т.

3.2.2 Обработка призабойной зоны

За период с 1995 по 2009 год на Игольско-Таловом месторождении проведено 70 солянокислотных, 95 глинокислотных и 32 глинокислотные обработки с добавлением ПАВ. После проведения ГКО положительный эффект получен на 104 скважинах. По 9 скважинам нет данных о результатах проведения обработок ПЗП либо о первоначальном состоянии скважины. В 13 скважинах эффекта не получено. СКО подверглись 70 скважин, по 23 скважинам эффект не получен, по 5 скважинам не хватает данных для оценки эффекта от проведенных мероприятий. По 42 скважинам получен прирост.

В 2009 году в 6 добывающих скважинах проводились обработки призабойных зон раствором соляной кислоты, в 2 добывающих скважинах проведена ГКО.

На Игольской площади за пятилетку 2010–2014 гг. проведено всего шесть ОПЗ на скважинах №№ 360, 1407, 2404, 1411, 2604, 1603. В 2010 году проведено четыре кислотных обработки на скважинах №№ 360, 1407, 2404, 1411. В 2011 и в 2012 году проведено по одной обработке, соответственно, на скважинах № 2604 и № 1603. В 2013 и 2014 году ОПЗ скважин не производили. Дополнительная добыча нефти за счет ОПЗ составила в 2010 году 1,8 тыс. тонн, 2011 году – 0,013 тыс. тонн, 2012 году – 0,68 тыс. т. За пятилетку 2010–2014 гг. дополнительная добыча нефти за счет ОПЗ скважин составила 2,5 тыс. т.

На Таловой площади за пятилетку 2010–2014 гг. проведено всего шесть ОПЗ на скважинах №№ 1207, 1602, 1408, 3004, 1802, 3411. В 2010 году проведена одна кислотная обработка на скважине № 1207. В 2011 году проведено четыре ОПЗ на скважинах №№ 1602, 1408, 3004, 1802. На скважинах №№ 3004, 1802 дополнительной добычи нефти за счет ОПЗ не получено. В 2012 году проведена одна ОПЗ на скважине № 3411. В 2013 и 2014 году ОПЗ скважин не производили. Дополнительная добыча нефти за счет ОПЗ составила в 2010 году 0,522 тыс. т., 2011 году – 0,021 тыс. т, 2012 году – 0,521 тыс. т. За пятилетку 2010–2014 гг. дополнительная добыча нефти за счет ОПЗ скважин составила 1,1 тыс. т.

За пятилетний период 2010–2014 гг. на Игольско-Таловом месторождении проведено двенадцать ОПЗ, положительный эффект получен на 10 скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 3,557 тыс.т.

3.2.3 Интенсификация добычи нефти

На Игольско-Таловом месторождении интенсификация добычи нефти (ИДН) за период разработки проводилась за счет форсированного отбора жидкости при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом.

Выбор скважин производился следующим образом: после проведения расчетов из общего списка кандидатов отбираются скважины с максимальным приростом дебита нефти и минимальной обводненностью.

Интенсификация добычи нефти (ИДН) на скважинах Игольской площади проводилась с 1999 по 2014 гг. включительно. В 2011 году было проведено 3 операции ИДН. Прирост дебита нефти на одну скважину составил 11,3 т/сут. При этом суммарная дополнительная добыча нефти составила 1,34 тыс. тонн. Средняя глубина спуска насоса уменьшилась на 8 м и составила 2871 м. Средний динамический уровень увеличился на 525 м и остановился на значении 2506 м. В 2012 году по итогам семи операций прирост дебита нефти на одну скважину составил 3,6 т/сут. суммарная дополнительная добыча нефти – 1,106 тыс.тонн. Средняя глубина спуска насоса увеличилась на 101 м и составила 2802 м. Средний динамический уровень увеличился на 429 м и остановился на значении 2198 м. В декабре 2013 года на скважине № 2203 Игольской площади проведено одно ИДН., за счет которой не удалось получить дополнительной добычи нефти. В основном используются насосы типа УЭЦН-25, УЭЦН-45,0УЭЦН-60, УЭЦН-80, УЭЦН-125 (таблица 3.5.).

Накопленный объем дополнительно добытой нефти за счет применения 11 операций ИДН на Игольской площади составил 2,5 тыс.т.

Таблица 3.5 – Эффективность проведения мероприятий по форсированию отбора жидкости на Игольской площади

№ № п/п	№ № скв.	ГТМ	Плоск.	Параметры до проведения работ				Параметры после проведения работ					
				Qн	Qж	Обвод	Насос	Qн	Qж	Обвод	Насос	Прирост	Доп. добыча
				т/сут	т/сут	%		т/сут	т/сут	%		т/сут	тонн
1	153	ФО	Ю ₂ ¹	19	58	60	Э-50	21,7	74	65	Э-80	2,4	461
2	440	ФО	Ю ₂ ¹	13	50	69	Э-45	28,5	85	60	Э-80	6,1	504
3	2505	ФО	Ю ₂ ¹	33	42	8	Э-45	60,4	78	8	Э-80	25,4	379
4	402	ФО	Ю ₂ ¹	12,9	55	72	Э-45	22,1	80	67	Э-80	2,8	402
5	165	ФО	Ю ₂ ¹	12,7	46	67	Э-45	15,2	55	67	Э-60	3,1	338
6	438	ФО	Ю ₂ ¹	3,7	11	60	Э-20	6	18	60	Э-25	1,7	163
7	193	ФО	Ю ₂ ¹	3,9	20	77	Э-25	6,9	36	77	Э-45	0,6	51
8	452	ФО	Ю ₂ ¹	21,3	38	33	Э-45	30,3	54	33	Э-60	0	0
9	1085	ФО	Ю ₂ ¹	4,9	83	93	Э-80	8,3	110	91	Э-125	1	20
10	1137	ФО	Ю ₂ ¹	16,6	23	14	Э-25	31,6	42	10	Э-45	16	132
Среднее значение												5,91	245
Суммарный прирост												59,1	2450

За период 1999–2014 гг. накопленный объем дополнительно добытой нефти за счет применения 306 операций ИДН на Игольской площади на 01.01.2015 г. составил 627,2 тыс.т.

За 2010–2014 гг. было проведено 9 операций по форсированию отборов нефти на Таловой площади, при этом дополнительная добыча нефти составила 14,8 тыс.т.

В 2011 году было проведено 5 операций по форсированию отбора жидкости на Таловой площади. Прирост дебита нефти составил 14,0 т/сут при обводненности 50,0 % и глубине спуска насоса 2679 м. Суммарный прирост добычи нефти – 12,3 тыс.тонн. Средний динамический уровень увеличился на 656 м и остановился на значении 2190 м.

В 2012 году было проведено 4 операции по форсированию отбора жидкости на Таловой площади. Прирост дебита нефти получен в трех скважинах и составил 3,8 т/сут при обводненности 57,7 % и глубине спуска насоса 2675 м. Средний динамический уровень увеличился на 422 м и остановился на значении 2235 м. Дополнительная добыча нефти в 2012 году составила 2,5 тыс т. В 2011–

2012 гг. используются насосы типа УЭЦН-25, УЭЦН-45, УЭЦН-60, УЭЦН-80, УЭЦН-125 (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Эффективность проведения мероприятий по форсированию отбора жидкости на Таловой площади

№ № п/п	№ № скв.	ГТМ	Пласты	Параметры до проведения работ				Параметры после проведения работ					
				Qн	Qж	Обвод	Насос	Qн	Qж	Обвод	Насос	Прирост	Доп. добыча
				т/сут	т/сут	%		т/сут	т/сут	%		т/сут	тонн
1	605	ФО	Ю ₂ ¹	46,3	48,7	5	Э-125	81	100	4	Э-80	29,3	5134
2	1207	ФО	Ю ₂ ¹	3,2	23	77,9	Э-25	9	82	87	Э-80	0,1	24
3	1106	ФО	Ю ₂ ¹	7,4	16,8	55,7	Э-250	22	65	60	Э-60	13,7	3212
4	1003	ФО	Ю ₂ ¹	9,2	38,7	76,2	Э-25	24	100	72	Э-80	6	1458
5	605	ФО	Ю ₂ ¹	66,9	71,3	6,2	Э-80	113	150	10	Э-160	20,9	2494
6	2005	ФО	Ю ₂ ¹	25,5	76	60	Э-60	35,6	106	60	Э-125	5	1727
7	2904	ФО	Ю ₂ ¹	12,9	35	56	Э-25	25,1	68	56	Э-60	1,9	420
8	26Р	ФО	Ю ₂ ¹	34,9	63	34	Э-45	36,5	79	45	Э-80	0	1
9	3412	ФО	Ю ₂ ¹	14,4	19	10	Э-25	24,3	34	15	Э-45	8,3	316

Таким образом, накопленный объем дополнительно добытой нефти за счет применения 34 операций ИДН на Таловой площади на 01.01.2015 г. составил 70,5 тыс.т.

Наибольший суточный прирост добычи от проведения форсирования отбора жидкости в период 2011–2012 гг. составил 29,3 т/сут для скважины № 605. Для скважины № 26Р получен наименьший среднесуточный прирост добычи нефти от проведенного мероприятия – 1 т/сут [13].

3.3 Применение ГТМ на Карайском месторождении

Основным методом увеличения добычи нефти на Карайском месторождении являлось эксплуатационное бурение (с массовым применением ГРП в процессе освоения скважин) и организация системы ППД месторождения.

За все время разработки Карайского месторождения применялись технологии, направленные на увеличение производительности скважин и повышение КИН. Наиболее широко были внедрены методы гидроразрыва пласта

(65 скв. - операций, из них три рефрака и три МГРП). Физико-химические методы обработок, в частности ОПЗ – 91 скв. - опер (30 на добывающих, 61 на нагнетательных скважинах). Кроме того, проводились работы по оптимизации режима работы насосных установок (21 скв. - операция). На пяти скважинах проведено шесть операций РИР (из них две на нагнетательных скважинах). Работы по ликвидации аварий проводились на восьми скважинах (девять операций) из них одна на нагнетательной скважине. Проведена одна зарезка бокового горизонтального ствола и пробурено три горизонтальных скважины. Под закачку за все время из добывающего фонда были переведены 19 скважин. С учетом накопленного эффекта наибольшая удельная эффективность достигнута за счет применения ЗБГС.

Всего на Карайском месторождении проведено 196 геолого-технических мероприятий. Из них 132 на добывающих скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 98 тыс. т. (Рисунок 3.4). Удельная дополнительная добыча нефти на одну скв.-операцию ГРП составила 3,9 тыс. т.

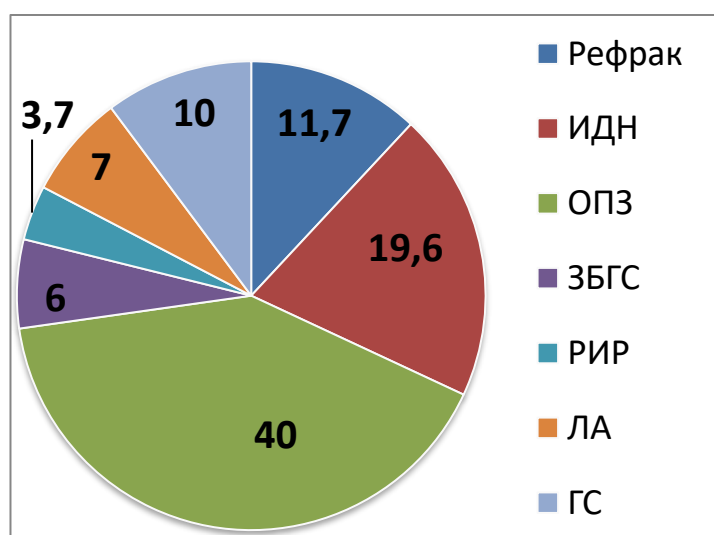


Рисунок 3.4 – Распределение дополнительной добычи нефти по ГТМ, тыс. т

Исходя из рисунка 3.4 видно, что на Карайском месторождении наибольший прирост дополнительной добычи нефти получен от ОПЗ 40 тыс. т (44 % от всех ГТМ).

3.3.1 Гидравлический разрыв пласта

Впервые метод гидроразрыва пласта на Карайском месторождении выполнен в 2007 г. В общей сложности произвели 65 ГРП.

Необходимость масштабного проведения ГРП на месторождении обусловлена многими факторами. Одна из основных причин видится в невысокой в целом продуктивности скважин, предопределяющей их эксплуатацию электроцентробежными насосами (наиболее массовый способ эксплуатации, применяемый на месторождении) при ограниченном притоке жидкости из низкопроницаемого пласта.

В результате применения ГРП по всем скважинам достигнута высокая технологическая эффективность. Начальные дебиты нефти после реализации ГРП составляли 7,5-68 т/сут. В результате реализации ГРП средняя запускная обводненность составила около 28 %. В таблице 3.7 представлена динамика проведенных операций ГРП за всю историю разработки Карайского месторождения и дополнительная добыча нефти от этих мероприятий.

Повторные операции ГРП на месторождении проводились трижды на скважинах №№ 707, 906 и 1304. По всем скважинам отмечается положительный эффект. Но если по скважине № 707 и 1304 он был ощутимым и продолжительным, то скважина № 906 так и осталась низкодебитной. За 16 месяцев работы дополнительная добыча на ней составила 0,5 тыс. т при дебите нефти около одной тонны в сутки и обводненности свыше 90 %, после этого скважина была переведена в пьезометрический фонд. Скважина после запуска в работу в 2008 году довольно быстро через 16 месяцев обводнилась. Причиной обводнения, вероятно, является прорыв нагнетаемой воды.

Таблица 3.7 – Результаты ГРП по скважинам Карайского месторождения

№№	№ скважины	Дата гидроразрыва	Дата ввода в работу	Объект воздействия	Базовые показатели				Показатели первого года эксплуатации после ГРП				Дополнительная добыча, тыс. т										Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча, тыс. т	Компания выполняющая ГРП	
					qn, т/сут	qж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации	qn, т/сут	qж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
52	707*	26.03.2010	14.07.2010	Ю ₁ ²	4,9	5,2	5,8	ЭЦН	7,9	15,8	50,0	ЭЦН	0,0	0,0	0,0	1,8	4,7	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	28	10,0	ПА	
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)					4,9	5,2	5,8		7,9	15,8	50,0												28,0			
Дополнительная добыча за год, тыс. т													0,0	0,0	0,0	1,8	4,7	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		10,0	
53	1304*	19.03.2012	04.04.2012	Ю ₁ ²	12,2	20,1	39,3	ЭЦН	16,8	30,9	45,6	ЭЦН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0	13	1,2	Катко	
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)					12,2	20,1	39,3		16,8	30,9	45,6												13,0			
Дополнительная добыча за год, тыс. т													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0		1,2		
54	5	26.02.2013	09.03.2013	Ю ₁ ²	Освоение				30,4	37,5	18,9	ЭЦН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	Катко	
55	9	17.03.2013	04.04.2013	Ю ₁ ²	Освоение				18,9	34,1	44,6	ЭЦН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	Катко	
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)									24,7	35,8	31,0												0,0			
Дополнительная добыча за год, тыс. т													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	
56	6	18.02.2014	03.03.2014	Ю ₁ ²	Освоение				17,9	33,4	46,4	ЭЦН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	Катко	
57	304**	31.10.2014	19.11.2014	Ю ₁ ²	Освоение				23,5	69,2	66,0	ЭЦН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	Катко	
58	906*	04.04.2014	28.04.2014	Ю ₁ ²	0,5	12,5	96,0	ЭЦН	0,8	11,8	93,2	ЭЦН	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2	0,0	16	0,5	Катко		
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)					0,5	12,5	96,0		14,1	38,1	63,0												16,0			
Дополнительная добыча за год, тыс. т													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0	0,3	0,2	0,0		0,5		
Дополнит. добыча нефти по месторождению, тыс. т													0,0	0,0	0,0	1,8	4,7	4,5	0,2	0,3	0,2	0,0		11,7		
в т. ч.		из новых											0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	1,0	0,0	0,3	0,0	0,0		3,1		
		из переходящих											0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	3,5	0,2	0,0	0,2	0,0		8,6		
в т. ч.		из повторных											0,0	0,0	0,0	1,8	4,7	4,5	0,2	0,3	0,2	0,0		11,7		
Кол-во переходящих скважин, ед.													0	21	50	51	51	51	51	53	55	55				
Кол-во новых операций, ед.													21	29	1	1	0	1	2	3	0	7		65		
в т. ч.		- кол-во эффект. опер.											0	0	0	1	0	1	0	1	0	0		3		
		- кол-во ЗБС или ВНС опер.											21	29	1	0	0	0	2	2	0	7		62		

Примечание: * - скважина где было сделано повторное ГРП; ** - МГРП

На скважине № 1304 дебит нефти увеличился с 12,2 до 16,8 т/сут, обводненность выросла незначительно с 39,3 до 45,6 %, после выхода на режим стабилизировалась на уровне 41 %. Эффект продолжался 13 месяцев. За это время дополнительно добыто 1,2 тыс. т нефти. Скважина изначально была низкодебитной. После первого ГРП работала с дебитом нефти около 7 т/сут, когда сформировалась система ППД, дебит нефти и жидкости увеличился вдвое. Низкие ФЕС пласта не позволяют достичь высоких приростов добычи после ГТМ. Запланированный дебит нефти 24 т/сут при обводненности 45 % не был достигнут. Недостижение связано с более высоким забойным давлением (48 атм. вместо 36) и ухудшением проницаемости, т. е. недостижением планового скин-фактора.

На трех горизонтальных скважинах №№ 304, 509 и 512 при освоении были проведены операции многостадийного ГРП.

На скважине № 304 МГРП был проведен в 2014 году. Скважина была запущена с дебитом нефти 23,5 т/сут и обводненностью 66 %. Уже через четыре месяца эти показатели составили: 5,5 т/сут и 84,4 %. Т. е. эффективность МГРП оказалась низкой. Небольшая ширина трещины и ее низкая проводимость способствовали быстрому падению добывных возможностей скважины. В дальнейшем, благодаря форсированию отборов трижды удавалось поднимать добычу нефти до 10 т/сут, но на срок не более 5-6 месяцев, после чего опять происходило проседание добычи.

На скважинах пятого куста №№ 509 и 512 МГРП проведены в конце 2016 года. Скважины запущены с дебитами нефти чуть выше 30 т/сут. Обводненность скважины № 509 стабилизировалась на 29 %, а скважина № 512 первый месяц отработала с обводненностью 69 %.

Таким образом, гидроразрыв пласта оказывает стимулирующее действие на режим работы скважин. Увеличение производительности скважин после проведения ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещины и размерами трещины, причем коэффициент продуктивности скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины, существует предельное

значение длины (90 м), превышение которого практически не приводит к росту дебита жидкости.

3.3.2 Обработка призабойной зоны

За всю историю разработки Карайского месторождения было проведено 30 операций ОПЗ на добывающем фонде. Положительный эффект достигнут на 20 скважинах и дополнительно получено 40 тыс. т нефти при средней продолжительности эффекта 14,6 месяца (таблица 3.8).

Чаще всего на месторождении использовалась соляно-кислотная обработка (СКО) – 18 скв.- операций, в том числе однажды в комплексе с дополнительной перфорацией и обработкой составом «Гелий». Дополнительной перфорацией были подвергнуты еще шесть скважин, одна в комплексе с ГКО, одна с ГДК100. На шести скважинах проводилась обработка составом «Гелий», однажды в комплексе с вибро-волновым воздействием (ВВВ) - все эти операции оказались успешными.

Таблица 3.8 – Результаты ОПЗ скважин добывающего фонда

№№ п/п	№ скв	Объект эксплуатации	Дата остановки на ОПЗ	Дата окончания / запуска	Вид работы	Дебит, т/сут (в целом по скважине)								С начала года	
						До проведения				После проведения				Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
						qn, т/сут	qж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации	qn, т/сут	qж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1406	Ю1 ²	16.12.2007	31.12.2007	СКО	33,1	39,4	16,1	ЭЦН	35,4	42,3	16,2	ЭЦН	0	0,0
ИТОГО за 2007 год:					1 опер.	33,1	39,4	16,1		35,4	42,3	16,2		0	0,00
2	1104	Ю1 ²	25.05.2008	03.06.2008	СКО	Освоение				10,0	14,0	28,3	ЭЦН	Эффект на ГРП	
3	704	Ю1 ²	22.08.2008	01.09.2008	СКО	11,2	13,9	19,8	ЭЦН	11,9	15,3	22,0	ЭЦН	2	0,03
4	1504	Ю1 ²	27.12.2007	20.01.2008	СКО	36,5	43,6	16,2	ЭЦН	24,4	29,1	16,2	ЭЦН	Эффект отсутствует	
5	1504	Ю1 ²	19.08.2008	10.09.2008	СКО	14,6	17,4	16,2	ЭЦН	8,4	10,0	16,2	ЭЦН	Эффект отсутствует	
6	1	Ю1 ²	25.09.2008	17.10.2008	СКО	18,0	27,1	33,8	ЭЦН	18,4	25,7	28,3	ЭЦН	1	0,01
7	1105	Ю1 ²	15.12.2008	31.12.2008	СКО	7,6	9,2	17,1	ЭЦН	15,8	24,0	34,1	ЭЦН	33	6,42
ИТОГО за 2008 год:					6 опер.	17,6	22,2	21,0		14,8	19,7	24,6		12,0	6,47
8	707	Ю1 ²	08.05.2009	21.05.2009	СКО	4,6	6,2	25,8	ЭЦН	11,2	14,6	23,3	ЭЦН	2	0,22
9	707	Ю1 ²	06.07.2009	11.08.2009	СКО	10,7	13,7	22,0	ЭЦН	14,13	15,60	9,4	ЭЦН	1	0,07
ИТОГО за 2009 год:					2 опер.	7,7	10,0	23,2		12,7	15,1	16,1		1,5	0,3
10	1701	Ю1 ²	10.08.2010	13.08.2010	СКВ	В Б/Д с 12.2009				Скважина не запускалась					
ИТОГО за 2010 год:					1 опер.									0,0	0,0
11	405	Ю1 ²	07.06.2011	24.06.2011	СКО	6,3	11,0	42,4	ЭЦН	10,7	17,2	37,9	ЭЦН	50	5,16
12	506	Ю1 ²	01.08.2011	17.08.2011	СКО	9,9	13,2	25,0	ЭЦН	7,1	10,3	31,1	ЭЦН	Эффект отсутствует	
13	1104	Ю1 ²	18.07.2011	31.07.2011	ОПЗ (Гелий)	1,4	6,9	79,2	ЭЦН	1,7	15,4	88,9	ЭЦН	69	8,19
14	1105	Ю1 ²	11.11.2011	30.11.2011	КО	12,3	15,0	18,4	ЭЦН	15,8	19,2	17,9	ЭЦН	17	0,95
15	1304	Ю1 ²	20.11.2011	07.12.2011	СКО	12,7	19,0	33,2	ЭЦН	14,8	23,4	36,6	ЭЦН	2	0,06
ИТОГО за 2011 год:					5 опер.	8,5	13,0	34,5		10,0	17,1	41,4		35	14,36
16	1106	Ю1 ²	25.06.2012	19.07.2012	ОПЗ (Гелий)	9,62	12,22	21,3	ЭЦН	15,8	22,5	29,8	ЭЦН	2	0,2
17	2	Ю1 ²	17.06.2012	27.07.2012	ОПЗ (Гелий)	7,48	8,95	16,4	ЭЦН	8,2	12,6	34,5	ЭЦН	4	0,3
18	907	Ю1 ²	07.10.2012	21.10.2012	ОПЗ (Гелий)	2,0	7,8	73,8	ЭЦН	9,1	16,9	46,0	ЭЦН	51	10,88

Продолжение таблицы 3.8

№№ п/п	№ скв	Объект эксплуатации	Дата остановки на ОПЗ	Дата окончания / запуска	Вид работы	Дебит, т/сут (в целом по скважине)								С начала года	
						До проведения				После проведения				Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
						qn, т/сут	qж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации	qn, т/сут	qж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ИТОГО за 2012 год:					3 опер.	6,4	9,7	33,9		11,0	17,3	36,2		19,0	11,4
19	508	Ю ₁ ²	28.01.2013	07.02.2013	ДП	23,93	27,50	13,0	ЭЦН	31,5	35,5	11,5	ЭЦН	1	0,2
20	705	Ю ₁ ²	15.03.2013	30.03.2013	СКО	8,90	14,44	38,4	ЭЦН	10,8	18,8	42,7	ЭЦН	2	0,07
21	507	Ю ₁ ²	05.04.2013	29.04.2013	ВВВ+Гелий	13,0	15,4	15,3	ЭЦН	18,2	22,9	20,8	ЭЦН	15	2,11
22	505	Ю ₁ ²	16.08.2013	21.08.2013	ДП	2,3	8,9	74,5	СТР	4,5	14,5	69,2	СТР	23	1,42
23	605	Ю ₁ ²	29.08.2013	16.09.2013	СКО+Гелий+ДП+СКО	5,4	7,1	23,3	ЭЦН	6,1	8,6	28,8	ЭЦН	1	0,02
24	1007	Ю ₁ ²	23.09.2013	02.10.2013	СКО	6,5	10,0	34,9	ЭЦН	8,0	12,7	37,1	ЭЦН	1	0,01
25	1105	Ю ₁ ²	03.09.2013	05.09.2013	СКО	14,6	18,4	20,5	ЭЦН	13,1	20,3	35,2	ЭЦН	0	0,00
ИТОГО за 2013 год:					7 опер.	10,7	14,5	26,6		13,2	19,0	30,9		6,1	3,8
26	9	Ю ₁ ²	25.01.2014	25.01.2014	ГКО+ДП	В Б/Д с 05.2013				Скважина не запускалась					
27	905	Ю ₁ ²	04.01.2014	16.01.2014	ОПЗ (Гелий)	5,7	15,6	63,6	ЭЦН	7,2	19,7	63,5	ЭЦН	18	0,69
28	1701	Ю ₁ ²	23.07.2014	26.07.2014	ДП	В Б/Д с 11.2009				Скважина не запускалась					
29	1506	Ю ₁ ²	21.10.2014	01.11.2014	ДП	5,5	12,4	55,2	ЭЦН	8,7	13,9	37,4	ЭЦН	26	2,99
ИТОГО за 2014 год:					4 опер.	5,6	14,0	59,9		7,9	16,8	52,7		22,0	3,7
30	1007	Ю ₁ ²	25.07.2015	07.08.2015	ДП+ГДК100	6,2	10,0	37,7	ЭЦН	2,8	10,6	73,9	ЭЦН	Эффект отсутствует	
ИТОГО за 2015 год:					1 опер.	6,2	10,0	37,7		2,8	10,6	73,9		0	0,0
ВСЕГО			скв.	30 опер.											
			добыча			11,2	15,5	28,2		12,7	18,7	32,0		14,6	40,0

Наибольшая дополнительная добыча получена на скважине № 907 10,9 тыс. т. В 2012 году на скважине проведена химическая обработка ПЗП 12 %-м составом «Гелий 1К-2 и очистка свабированием. В результате дебит нефти вырос с 2 до 9,1 т/сут, обводненность снизилась на 28 %. На момент анализа эффект от мероприятия не окончен и достиг 51 месяца. Наибольшая продолжительность положительного влияния ОПЗ наблюдается на скважине № 1104 - 69 месяцев на дату анализа и оно не окончено. На скважине была проведена аналогичная обработка, только 9 %-м составом.

3.3.3 Идентификация добычи нефти

На Карайском месторождения интенсификация добычи нефти проводилась за счет форсированного отбора жидкости при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом.

Форсирование отбора жидкости проводится в комплексе с методом поддержания пластового давления путем закачки рабочего агента (воды) в пласт. Если форсирование отбора приводит к значительному снижению уровня жидкости в скважинах, процесс может сопровождаться нагнетанием рабочего агента (воды) в законтурные или приконтурные зоны залежи для искусственного увеличения скоростей фильтрации.

Показателем эффективности процесса служит положительная реакция большинства скважин на увеличение темпов отбора, т. е. повышение или прекращение снижения процентного содержания нефти в добываемой жидкости. Пределом применимости метода форсированного отбора можно считать повторное снижение процентного и абсолютного содержания нефти в добываемой жидкости до минимально допустимого – 2-5 %.

В качестве технических приспособлений, позволяющих проводить форсирование отборов, применяются электроцентробежные насосы, мощность которых позволяет снижать противодавление на забое эксплуатационных

скважин посредством увеличения депрессии, обеспечивающей дополнительный приток жидкости и газа к скважинам.

Всего реализовано 22 мероприятия ИДН. На всех операциях отмечается положительный эффект в среднем дебит нефти поднялся с 12,4 до 17,9 т/сут, жидкости с 20,4 до 29,7 т/сут. Общая дополнительная добыча нефти составила 19,6 тыс. т при средней продолжительности эффекта 7,8 месяца. Удельная дополнительная добыча на одну скв. - операцию составила 0,9 тыс. т. Наибольшая дополнительная добыча нефти зафиксирована на скважине № 1505, расположенной на восточной части месторождения, и составила 5,6 тыс. т. Наибольшая продолжительность эффекта отмечена на скважине № 405 в западной части месторождения – 34 месяца. (Таблица 3.9) [14].

Таблица 3.9 – Результаты проведения ИДН на скважинах Карайского месторождения

№№ п/п	№ скв.	Объект эксплуатации	Дата остановки на ГТМ	Дата окончания / запуска	Дебит, т/сут (в целом по скважине)						С начала года		Примечание	
					До проведения			После проведения			Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т		
					q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %	q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	1	Ю ₁ ²	05.01.2008	12.01.2008	58,4	62,8	7,0	92,0	97,8	6,0	3	1,6	Смена ЭЦН-80/ЭЦН-125	
2	1506	Ю ₁ ²	18.10.2008	22.10.2008	17,5	22,3	21,5	21,2	23,7	10,4	3	0,2	Смена ЭЦН-25/ЭЦН-45	
ИТОГО за 2008 год:					2 опер.	37,9	42,5	10,8	56,6	60,7	6,8	3	1,8	
3	1104	Ю ₁ ²	22.02.2009	25.02.2009	6,5	11,4	43,0	7,6	13,7	44,1	0	0,0	Смена ЭЦН-18 / ЭЦН-60	
4	507	Ю ₁ ²	08.08.2009	14.09.2009	22,3	26,3	15,1	32,2	35,0	7,9	20	2,7	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-45	
ИТОГО за 2009 год:					2 опер.	14,4	18,8	23,6	19,9	24,3	18,1	10,0	2,7	
5	305	Ю ₁ ²	01.08.2010	12.08.2010	18,3	22,2	17,6	19,4	23,5	17,6	4	0,1	Смена ЭЦН-60 / ЭЦН-80	
6	1505	Ю ₁ ²	08.09.2010	11.09.2010	21,0	27,3	23,2	24,1	31,5	23,2	4	0,2	Смена ЭЦН-45 / ЭЦН-45	
ИТОГО за 2010 год:					2 опер.	19,6	24,7	20,7	21,7	27,5	20,8	4	0,3	
7	2	Ю ₁ ²	22.10.2011	01.11.2011	9,1	19,1	52,4	22,8	38,9	41,4	5	1,4	Смена ЭЦН-30 / ЭЦН-45	
8	1505	Ю ₁ ²	02.12.2011	10.12.2011	12,7	17,1	25,7	25,6	33,0	22,3	23	5,6	Смена ЭЦН-30 / ЭЦН-45	
ИТОГО за 2011 год:					2 опер.	10,9	18,1	39,8	24,2	35,9	32,7	14	7,0	
9	405	Ю ₁ ²	05.02.2012	08.02.2012	8,5	19,1	55,4	10,4	17,2	39,5	34	1,6	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-80	
10	1106	Ю ₁ ²	29.09.2012	02.10.2012	9,0	13,1	31,2	9,4	14,5	35,2	1	0,0	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-60	
ИТОГО за 2012 год:					2 опер.	8,8	16,1	45,5	9,9	15,8	37,5	18	1,6	
11	1304	Ю ₁ ²	20.12.2013	26.12.2013	13,6	23,2	41,6	25,3	43,3	41,6	17	1,9	Смена ЭЦН-60 / ЭЦН-80	
ИТОГО за 2013 год:					1 опер.	13,6	23,2	41,6	25,3	43,3	41,6	17	1,9	
12	705	Ю ₁ ²	05.09.2014	05.09.2014	3,8	7,4	48,6	8,7	16,9	48,6	17	2,2	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-60	
13	5	Ю ₁ ²	15.04.2014	19.04.2014	18,0	22,0	18,3	19,4	84,2	77,0	1	0,1	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-80	
ИТОГО за 2014 год:					2 опер.	10,9	14,7	25,9	14,0	50,6	72,2	9	2,3	

Продолжение таблицы 3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
14	304	Ю ₁ ²	26.03.2015	29.03.2015	5,5	35,6	84,4	9,9	32,1	69,2	5	0,5	Смена ЭЦН-80 / ЭЦН-30
15	304	Ю ₁ ²	29.08.2015	31.08.2015	5,9	33,4	82,4	8,0	29,1	72,5	6	0,4	Смена Воронка / ЭЦН-30
16	1105	Ю ₁ ²	05.05.2015	08.05.2015	8,7	10,6	17,7	13,4	18,9	29,1	3	0,3	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-80
17	507	Ю ₁ ²	07.08.2015	10.08.2015	6,2	16,1	61,6	8,4	19,2	56,2	10	0,3	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-30
ИТОГО за 2015 год:			4 опер.		6,6	23,9	72,5	9,9	24,8	60,1	6,0	1,5	
18	6	Ю ₁ ²	18.01.2016	22.01.2016	6,5	12,9	49,8	6,5	13,0	50,0	5	0,1	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-80
19	304	Ю ₁ ²	05.04.2016	08.04.2016	7,1	21,6	67,3	10,6	32,2	67,0	2	0,1	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-50
20	506	Ю ₁ ²	08.06.2016	13.06.2016	6,3	8,5	25,6	8,2	14,1	41,5	3	0,1	СТР-48 / ЭЦН-60
21	505	Ю ₁ ²	25.08.2016	30.08.2016	2,1	6,8	68,9	2,6	8,4	69,3	1	0,0	СТР-48 / ЭЦН-45
22	903	Ю ₁ ²	30.08.2016	04.09.2016	5,9	10,2	41,6	7,3	12,6	41,9	4	0,2	СТР-48 / ЭЦН-60
ИТОГО за 2016 год:			5 опер.		5,6	12,0	53,5	7,1	16,0	56,1	3,0	0,6	
ВСЕГО		скв.	22 опер.										
		добыча			12,4	20,4	39,2	17,9	29,7	39,8	7,8	19,6	

3.4 Применение ГТМ на Южно-Черемшанском месторождении

Всего за период разработки Южно-Черемшанского месторождения различные виды ГТМ были выполнены в 50 скважинах, что составляет 82 % пробуренного основного фонда скважин. Всего было проведено 187 операций.

Основными методами являются: приобщение пластов или перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ) – 83 опер. или 44% от всех ГТМ операций, интенсификация добычи нефти (ИДН) - 34 опер. или 18%, гидроразрыв пласта (ГРП) - 27 опер. или 14%, ремонтно-изоляционные работы (РИР) - 16 опер. или 9%, физико-химические методы (ОПЗ) – 14 опер. или 5%, ликвидация аварий (ЛА) – 10 опер. или 6%, зарезка бокового ствола (ЗБС) -1 опер. и горизонтальные скважины (ГОР) – 2 опер. или 1%.

В целом по Южно-Черемшанскому месторождению по всем методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока дополнительная добыча составила 2504 тыс.т или 57% от накопленной добычи нефти. На рисунке 3.5 представлено распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям по состоянию на 01.01.2015 года.

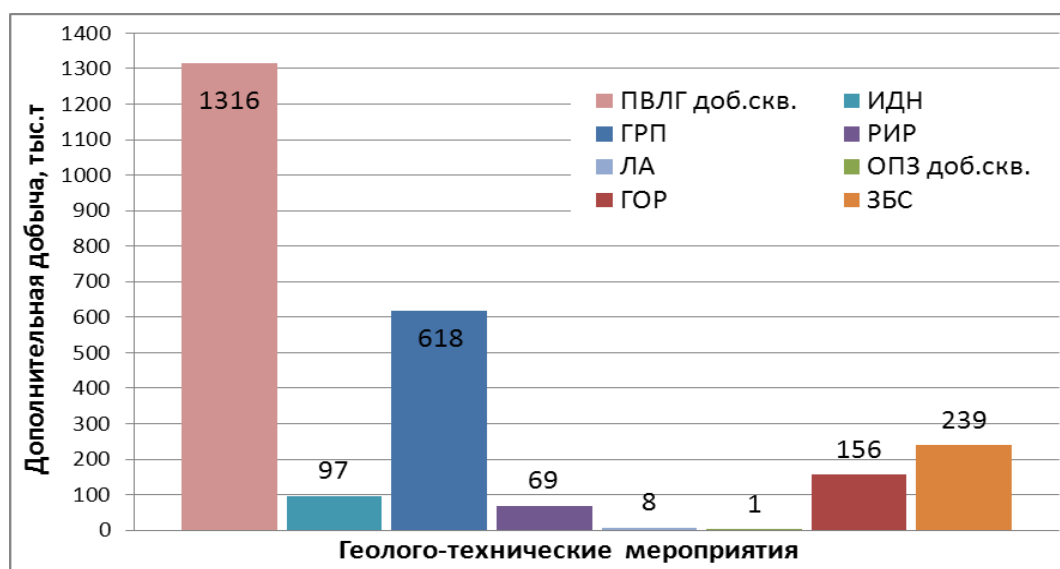


Рисунок 3.5 - Дополнительная добыча нефти от ГТМ на Южно-Черемшанском месторождении по состоянию на 01.01.2015 год

Как видно из рисунка 3.5 практически половина – 53% (1316 тыс.т) от всей дополнительно добытой нефти было получено за счет ПВЛГ и приобщений.

3.4.1 Гидравлический разрыв пласта

На Южно-Черемшанском месторождении стимулирование работы скважин технологией гидроразрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов воздействия на пласты. За время разработки Южно-Черемшанского месторождения было проведено 27 операций ГРП на 24 скважинах, результаты которых в динамике представлены в таблице 3.10. Работы проводились силами компаний «Schlumberger», «Newco», «PetroAlliance», «MeCaMineft», Катконнефть.

При проведении ГРП использовалась жидкость разрыва на водной основе. Для закрепления трещин на Южно-Черемшанском месторождении использовался керамический проппант (как российского, так и зарубежного производства) различной величины (размеры сит составляли 16/30, 16/20, 12/18/ 12/20).

В ходе вывода скважины на режим после ГРП наблюдается повышенный вынос мехпримесей, в т.ч. предположительно проппанта. Высокое содержание твердых веществ в жидкости приводит к быстрому выходу из строя насосного оборудования. Для уменьшения выноса проппанта разработан специальный дизайн трещины, при котором происходит закачка порции более мелкого проппанта 16/30 Fores для максимального заполнения трещины по длине (скважина 902). Затем закачивается основная пачка более крупного размера 12/18 Fores для получения максимальной проводимости трещины. На последней стадии закачки трещина закрепляется проппантом со специальным покрытием 12/18 ForesRCP.

Подробный анализ работы скважин сделать достаточно сложно, так как из 24 скважин, где было проведено ГРП, в 10 скважинах ГРП был проведен сразу после бурения (скважины 554, 906, 348П, 2,4,5,6,7,8,9), одна операция ГРП на скважине 348П была выполнена сразу после ПВЛГ, еще 4 операции ГРП были

выполнены в процессе освоения скважин. По оставшимся добывающим имеется возможность оценить прирост дебита и дополнительную добычу нефти.

Наибольшая дополнительная добыча нефти после проведения ГРП была получена на скважине 522 и составила 306 тыс.т. Дебит скважины после ГРП увеличился на 82,6 т/сут, однако вместе с этим выросла и обводненность продукции с 7,3 % до 28,6 %.

Таблица 3.10 - Результаты ГРП по скважинам Южно-Черемшанского месторождения за 2002-2014 гг.

№№ скважин	№ скважины	Дата гидроразрыва	Дата ввода	Объект воздействия	Базовые показатели				Показатели эксплуатации после ГРП				Дополнительная добыча, тыс.т										Дополнительная добыча, тыс.т	Показатели на 01.01.2015				Компания выполняющая ГРП						
					Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, %	Обводненность, %	Способ эксплуатации	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, %	Обводненность, %	Способ эксплуатации	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		2013	2014	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, %		Обводненность, %	Способ эксплуатации				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31				
1	426	19.07.2003	-	A9	Освоение				Освоение				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	24,4	222,4	89,0	ЭЦН	Schlumberger			
2	444	08.08.2003	-	B13	Освоение				Освоение				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	Нагнетательная			Schlumberger				
3	554	05.11.2003	24.12.2003	B13	Новая				27,8	68,7	59,5	ЭЦН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	23,5	168,2	86,0	ЭЦН	Schlumberger			
4	112	23.01.2003	02.02.2003	A4(1)	31,7	33,7	5,9	ШГН	59,1	79,6	25,8	ЭЦН	10,0	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,9	6,2	65,3	90,5	ЭЦН	Schlumberger			
5	216P	05.03.2003	22.03.2003	B13	8,8	28,0	68,6	ШГН	138,6	254,3	45,5	ЭЦН	33,5	37,0	13,1	8,2	8,0	16,4	11,2	6,0	4,6	3,6	0,6	-	-	142,0	6,1	61,3	90,0	ЭЦН	Schlumberger			
6	232	13.02.2003	25.02.2003	B13	85,3	105,5	19,1	ЭЦН	67,6	397,8	83,0	ЭЦН	2,6	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	13,3	200,0	93,4	ЭЦН	Schlumberger			
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)					41,9	55,7	31,2		73,3	200,1	53,4																							
Дополнительная добыча за год, тыс.т													46,0	39,3	13,1	8,2	8,0	16,4	11,2	6,0	4,6	3,6	0,6	1,0	158,0									
7	106	09.05.2004	22.05.2004	A4(1)	9,9	10,7	7,2	ШГН	23,6	67,5	65,0	ЭЦН	-	2,7	2,7	2,6	2,5	1,9	2,5	4,3	3,4	2,2	1,7	1,1	27,5	4,6	41,7	89,0	ЭЦН	Schlumberger				
8	454	23.07.2004	22.08.2004	B8(2)	90,0	91,3	1,4	ЭЦН	165,0	211,9	22,1	ЭЦН	-	7,5	17,3	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,4	24,7	287,6	91,4	ЭЦН	Schlumberger			
9	522	07.03.2004	01.04.2004	B7(1)+B7(2)	96,5	104,1	7,3	ЭЦН	179,1	250,7	28,6	ЭЦН	-	36,3	53,9	48,3	46,7	47,4	29,2	20,0	14,2	10,2	7,1	3,7	317,1	91,6	281,0	67,4	ЭЦН	Schlumberger				
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)					65,5	68,7	5,3		122,6	176,7	38,6																							
Дополнительная добыча за год, тыс.т													0,0	46,6	73,9	51,5	49,2	49,3	31,8	24,3	17,6	12,5	8,8	4,8	370,1									
10	697	27.07.2008	-	B13	Освоение				Освоение				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	15,2	94,0	83,8	ЭЦН	Newco				
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)																																		
Дополнительная добыча за год, тыс.т													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
11	901	27.08.2009	-	Ю1(3+4)	Освоение				Освоение				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	Поглощающая			MeCaMineft					
12	906	09.10.2009	24.10.2009	Ю1(3+4)	Новая				21,1	49,4	57,2	ЭЦН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	5,3	30,2	82,5	ЭЦН	MeCaMineft			
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)									21,1	49,4	57,2																							
Дополнительная добыча за год, тыс.т													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
13	902	08.02.2010	04.03.2010	Ю1(3+4)	27,5	28,5	3,4	ЭЦН	75,6	92,4	18,2	ЭЦН	-	-	-	-	-	-	-	22,2	26,2	19,9	7,3	-	-	75,7	15,7	135,7	88,4	ЭЦН	PetroAlliance			
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)					27,5	28,5	3,4		75,6	92,4	18,2																							
Дополнительная добыча за год, тыс.т													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,2	26,2	19,9	7,3	0,0	75,7								
14	348П	28.08.2012	01.10.2012	Ю1(3+4)	Новая				30,4	39,6	23,3	ЭЦН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	201,8	706,4	71,4	ЭЦН	Катко			
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)									30,4	39,6	23,3																							
Дополнительная добыча за год, тыс.т													0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
15	216P	01.08.2013	18.08.2013	B13	5,9	18,6	67,8	ЭЦН	16,3	74,8	78,2	ЭЦН														1,6	2,85	4,5	6,1	61,3	90,0	ЭЦН	Катко	
16	472	31.12.2012	25.01.2013	B8(2)	9,4	12,7	25,7	ЭЦН	20,6	52,4	60,7	ЭЦН														7,2	1,26	8,5	8,5	70,0	87,9	ЭЦН	Катко	
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)									20,6	52,4	60,7																							
Дополнительная добыча за год, тыс.т													0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,8	4,11	12,9					
17	226P	08.08.2014	24.08.2014	B13	после ПНЛГ				9,4	87,3	89,2	ЭЦН															0,2	0,2	9,9	68,6	85,6	ЭЦН	Катко	
18	348П	23.03.2014	01.04.2014	Ю1(3+4)	11,5	27,0	57,4	ЭЦН	20,3	33,0	38,4	ЭЦН														1,0	1,0	201,8	706,4	71,4	ЭЦН	Катко		
19	474	10.08.2014	15.09.2014	B8(2), B13	21	70	64	ЭЦН	14	130	87	ЭЦН														0,0	3,7	112,0	96,7	ЭЦН	Катко			
20	348П	17.07.2014	02.08.2014	A5(2), A5(3)	после ПВЛГ				151	210	15	ЭЦН														0,0	201,8	706,4	71,4	ЭЦН	Катко			
21	2	12.05.2014	21.05.2014	Ю1(3+4), Ю1-2	Новая				28	54	48	ЭЦН														0,0	14,6	18,4	20,5	ЭЦН	Катко			
22	4	26.05.2014	02.06.2014	B13	Новая				75	115,6	35	ЭЦН														0,0	25,8	53,8	52,0	ЭЦН	Катко			
23	5	16.08.2014	11.09.2014	Ю1(3+4), B13	Новая				60	682	91,2	ЭЦН														0,0	17,9	432,4	95,9	ЭЦН	Катко			
24	6	17.09.2014	20.10.2014	Ю1(3+4)	Новая				37,9	61,7	38,5	ЭЦН														0,0	15,0	20,6	27,2	ЭЦН	Катко			
25	7	20.06.2014	09.07.2014	B13	Новая				60,6	459	86,8	ЭЦН														0,0	остановлена			Катко				
26	8	02.12.2014	13.12.2014	Ю1(3+4)	Новая				10,9	261,8	95,8	ЭЦН														0,0	9,2	262,2	96,5	ЭЦН	Катко			
27	9	23.10.2014	04.12.2014	B13	Новая				переведена на другой пласт																	0,0	39,5	78,8	49,9	ЭЦН	Катко			
Средний дебит (т/сут), обводненность (%)									46,7	209,4	62,5																							
Дополнительная добыча за год, тыс.т													0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,3	1,3						
Дополнит. добыча нефти по месторождению, тыс.т													46,0	85,9	87,0	59,7	57,2	65,7	42,9	52,6	48,4	36,0	25,5	11,1	617,9									

В целом на Южно-Черемшанском месторождении количество дополнительно добытой нефти в результате проведения ГРП за период с 2003 по 2014 год составило 618 тыс.т. Средний удельный технологический эффект на скважинах где было возможно определить эффект составил 51,5 тыс.т на скважино-операцию, что говорит о высокой эффективности ГРП. Успешность мероприятия составляет 60%. Отрицательным эффектом от проведения ГРП является увеличение обводненности продукции в большинстве случаев, где было возможно посчитать эффективность мероприятия.

3.4.2 Обработка призабойной зоны скважин

На месторождении проводятся мероприятия по обработке призабойной зоны (ОПЗ) скважин. Обработки призабойной зоны скважин применяются для восстановления продуктивности добывающих скважин.

В качестве технологий на месторождении применяются: дополнительная перфорация (ДП), различные виды кислотных обработок (КО, ГКО), глинокислотная обработка в сочетании с гидродинамической обработкой. На месторождении за весь период разработки выполнено 14 скважино-операций, в том числе на добывающем фонде 9 скважино-операций. Основным видом физического воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) добывающих скважин является дополнительная перфорация. Дополнительная перфорация проводится с целью приобщения ранее не работавших интервалов и дострела работающего пласта.

В представленной таблице можно увидеть, что на скважинах 216Р, 107 эффект от проведенного мероприятия отсутствует. По скважине 452 эффект отнесен на ПВЛГ, а по скважине 908 эффект отнесен на ввод новых скважин (ВНС).

С положительным эффектом по отношению к базовым показателям дополнительная перфорация проведена на скважинах 105, 728. На скважине 105 в результате проведения дополнительной перфорации дебит нефти увеличился в 6,3 раза, а обводненность продукции уменьшилась на 5,9 %. Дополнительная

добыча от данной операции всего составила 1,1 тыс. т нефти. Дополнительная перфорация, проведенная на скважине 728, оказалась менее эффективной, чем на скважине 105. Дебит нефти скважины 728 возрос на 4,5 т/сут, а дополнительная добыча составила 0,2 тыс. т. Следует отметить, что продолжительность эффекта невелика и составляет 2 месяца на скважине 728 и 4 месяца на скважине 105.

В таблице 3.11, также представлены результаты проведения химических методов воздействия на ПЗП. Всего на добывающих скважинах было проведено три операции с применением химических методов. При проведении глинокислотной обработки на скважине использовалась соляная и плавиковая кислота. На скважине 902 помимо соляной и плавиковой кислот применялась еще и лимонная кислота. Основной кислотой в этих операциях являлась соляная. Следует отметить, что на любой скважине химический метод проводился для обработки при смене насоса на менее производительный.

После проведения химической обработки скважина 452 не запускалась, поэтому оценить эффективность от проведенного мероприятия на ней невозможно. На скважине 3 эффект отсутствует, а эффективность глинокислотной обработки в сочетании с гидродинамической обработкой на скважине 902 отнесена к эффективности ГРП.

Таблица 3.11 – Результаты обработки призабойных зон добывающих скважин

№№ п/п	№ скв	Объект эксплуатации до ГТМ	Объект эксплуатации после ГТМ	Состояние скв. до ГТМ	Дата останова на ОПЗ	Дата запуска	Вид работы	Дебит, т/сут								С начала года		Примечание
								До проведения				После проведения				Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	
								qn, т/сут	qж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации	qn, т/сут	qж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Дополнительная перфорация																		
1	216P	Б13	Б13	раб.	18.02.2000	26.02.2000	ДП	3,2	3,3	2,1	ФОН	2,8	2,9	1,4	ФОН	Эффект отсутствует	Дострел Б13. Подготовка к переводу на мех. добычу	
ИТОГО по месторождению за 2000 год:								3,2	3,3	2,1		2,8	2,9	1,4			0	
2	107	А3	А3	б/д тг	11.06.2002	19.06.2002	ДП	18,5	92,4	80,0	ЭЦН	9,4	37,6	75,0	ШГН	Эффект отсутствует	Дострел А3	
ИТОГО по месторождению за 2002 год:								18,5	92,4	80,0		9,4	37,6	75,0			0	
3	105	А3+А4(1)	А3+А4(1)	раб.	11.09.2008	25.09.2008	ДП	2,2	3,0	28,7	ШГН	13,8	17,9	22,8	ШГН	4	1,1	Перестрел А3+А4(1)
4	452	А4(1)	А4(1)	б/д тг	12.10.2008	29.10.2008	ДП	б/д тг			ЭЦН	2,1	22,7	90,6	ЭЦН	Эффект отнесен на ПВЛГ		Дострел А4(1)
ИТОГО по месторождению за 2008 год:								2,2	3,0	28,7		8,0	20,3	56,7			1,1	
5	728	А3	А3	раб.	13.05.2009	22.05.2009	ДП	11,0	40,1	72,5	ЭЦН	15,5	51,1	69,7	ЭЦН	2	0,2	Дострел А3
6	908	Ю1(3+4)	Ю1(3+4)	раб.	22.09.2009	29.09.2009	ДП	65,2	72,7	10,2	ЭЦН	23,8	63,6	62,5	ЭЦН	Эффект отнесен на ВНС		Дострел Ю1(3+4)
ИТОГО по месторождению за 2009 год:								38,1	56,4	41,3		19,6	57,3	66,1			0,2	
Химические методы																		
7	452	А6	А6	раб.	06.10.2005	07.10.2005	ГКО	36,8	520,4	92,9	ЭЦН	Скважина не запускалась					Соляная кислота 21% - 1,9 м ³ , плавиковая кислота 35% - 0,17 м ³	
ИТОГО по месторождению за 2005 год:								36,8	520,4	92,9							0	
8	3	Б7(1)+Б7(2)+ Б8(1)+Б8(2)	Б7(1)+Б7(2)+ Б8(1)+Б8(2)	раб.	23.08.2007	18.09.2007	КО	40,4	56,9	29,1	ЭЦН	26,0	73,1	64,4	ЭЦН	Эффект отсутствует		Обработка при смене насоса на менее производительный. Гелий 1 К2 + ПАФ-П - 6 м ³
ИТОГО по месторождению за 2007 год:								40,4	56,9	29,1		26,0	73,1	64,4			0	
9	902	Ю1(3+4)	Ю1(3+4)	раб.	17.11.2009	04.03.2010	ГКО+ ГДО	27,5	28,5	3,4	ЭЦН	82,3	96,6	14,8	ЭЦН	Эффект отнесен на ГРП		Соляная кислота 24% - 4,58 м ³ , плавиковая кислота 41% - 0,24 м ³ , лимонная кислота 96% - 0,26 м ³ , ПАВ-нефтенол-К - 0,102 м ³
ИТОГО по месторождению за 2009 год:								27,5	28,5	3,4		82,3	96,6	14,8			0	
ИТОГО по месторождению за период 2000-2014 гг.:																3	1,3	

После проведения КО и смене насоса на менее производительный на скважине 3 уменьшился дебит по нефти в 1,6 раза и возросла обводненность продукции с 29,1 % до 64,4%. Это может быть вызвано кислотной обработкой, что в свою очередь говорит об отрицательном эффекте от этой операции на данной скважине.

В результате анализа трех операций по химической обработке можно сделать вывод, что кислотные обработки не дали дополнительной добычи. Для указанных скважин данный вид ГТМ оказался неэффективным. Также необходимо отметить, что количество произведенных химических обработок слишком мало, поэтому однозначно судить о целесообразности дальнейшего их применения нельзя.

В результате ОПЗ добывающих скважин успешность работ, без учета тех скважин по которым эффект был отнесен на другие виды ГТМ и без учета скважины 452 (не запускалась после ОПЗ), составила 40%, положительный эффект был получен на 2 скважинах.

Всего в результате ОПЗ добывающих скважин дополнительно добыто 1,3 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект составил 0,1 тыс. т на скважину/операцию, без учета тех скважин, по которым эффект был отнесен на другие виды ГТМ. Дополнительная добыча нефти за счет ОПЗ на добывающих скважинах составила 0,1 % от всей дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения ГТМ.

Технологический эффект получен только от проведения дополнительной перфорации, где помимо интенсификации притока происходит увеличение коэффициента охвата пласта воздействием, как по площади, так и по разрезу, вследствие подключения ранее не работавших интервалов, что в свою очередь приводит к увеличению конечной нефтеотдачи. Кислотные обработки на рассматриваемых скважинах оказались неэффективными.

3.4.3 Интенсификация добычи нефти

Во время эксплуатации, когда добывные возможности скважин превышают потенциальную подачу насоса, а применение других методов невозможно в силу различных причин, максимальный дебит жидкости предопределяет подбор соответствующей насосной установки.

Для обеспечения установленного режима работы скважин в период с 2003-2012 гг. было проведено 34 операции по смене насоса на 22 скважинах (таблица 3.12). С положительным результатом проведено 19 операций. С отрицательным результатом выполнено 4 операции. По скважине 233Р эффект от операции 04.-09.06.2008 г. трудно оценить, так как ИДН проводился повторно на скважине спустя несколько месяцев. По остальным 9 операциям эффект был отнесен на другие виды ГТМ (ГРП, ВНС, ПВЛГ и приобшение), которые были проведены одновременно или несколько раньше ИДН.

В целом за счет ИДН дополнительно отобрано 96,8 тыс.т. нефти или 3,9 % от всей дополнительно добытой нефти, полученной за счет проведения ГТМ. Средний удельный технологический эффект равен 2,9 тыс.т на скважино-операцию. Продолжительность эффекта от мероприятия не превышает 12 месяцев, в среднем по эффективным скважино-операциям составляет 5 месяцев.

Следует отметить, что наибольшее количество мероприятий проведено в 2009 г., все из которых оказались успешными. Дополнительная добыча нефти от осуществленных мероприятий за 2009 год составила 35,7 тыс. т. В 2014 году был проведен успешный ИДН на скважине 348П при этом дебит нефти вырос с 95 до 430 т/сутки. Количество скважино-операций по ИНД составляет 19% от всех скважино-операций, проведенных на Южно-Черемшанском месторождении [15].

Таблица 3.12 – Результаты проведения ИДН на Южно-Черемшанском месторождении

№ № п/п	№ скваж ины	Объект эксплуатации	Дата проведения ИДН	Дата окончания / запуска	Дебит, т/сут (в целом по скважине)						С начала года		Примечание
					До проведения			После проведения			Продолжитель ность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	
					q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %	q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	534	Б12	24.08.2003	28.08.2003	89,7	247,7	63,8	28,2	129,6	78,3	Эффект отсутствует		Смена ЭЦН-320 / ЭЦН-400
2	216Р	А4(2)+Б13	19.09.2003	22.09.2003	102,9	180,3	42,9	228,6	431,6	47,0	Эффект отнесен на ГРП 03.2003		Смена ЭЦН-200 / ЭЦН-400
ИТОГО по месторождению за 2003 год:					102,9	180,3	42,9	228,6	431,6	47,0	0	0	
3	426	А4(3)+А5(1)+А5(2)	10.04.2004	23.04.2004	53,4	60,8	12,2	103,1	246,9	58,2	Эффект отнесен на ВНС 03.2004		Смена ЭЦН-60 / ЭЦН-160
			14.07.2004	28.07.2004	62,6	109,0	42,6	35,2	139,3	74,7			Смена ЭЦН-160 / ЭЦН-200
4	484	А4(2)+Б7(2)	27.04.2004	15.05.2004	Запуск 04.2004			133,7	380,5	64,9	Эффект отнесен на ВНС 04.2004		Смена ЭЦН-400 / DN-3000
5	522	Б7(1)+Б7(2)	04.05.2004	13.06.2004	66,5	144,6	54,0	140,6	410,1	65,7	Эффект отнесен на ГРП 03.2004		Смена ЭЦН-160 / ЭЦН-400
ИТОГО по месторождению за 2004 год:					60,8	104,8	42,0	103,1	294,2	64,9	0	0	
6	2Р	А4(2)+А7	12.09.2005	24.09.2005	26,0	112,3	76,9	32,3	172,6	81,3	3	1,59	Смена ЭЦН-80 / ЭЦН-200
ИТОГО по месторождению за 2005 год:					26,0	112,3	76,9	32,3	172,6	81,3	3,0	1,59	
7	426	А4(3)+А5(1)+А5(2)	25.04.2006	29.04.2006	54,5	173,1	68,5	83,6	270,7	69,1	8	7,42	Смена ЭЦН-200 / DN-3000
ИТОГО по месторождению за 2006 год:					54,5	173,1	68,5	83,6	270,7	69,1	8,0	7,42	
8	542	А4(1)	08.08.2007	18.08.2007	82,1	274,7	70,1	75,9	300,7	74,8	Эффект отсутствует		Смена ЭЦН-320 / ЭЦН-400
9	442	Б6(1)	13.08.2007	24.08.2007	9,2	61,6	85,1	35,2	239,0	85,3	4	3,04	Смена ЭЦН-60 / ЭЦН-125
10	225	А4(2)+А5(2)+А7+А9+А10	05.12.2007	10.12.2007	54,1	173,6	68,8	67,3	204,1	67,0	1	0	Смена ЭЦН-200 / ЭЦН-250
ИТОГО по месторождению за 2007 год:					48,4	169,9	71,5	59,4	248,0	76,0	2,5	3,21	
11	233Р	Б4(1)	21.01.2008	28.01.2008	15,8	82,4	80,9	27,8	138,1	79,8	6	2,15	Смена ЭЦН-125 / ЭЦН-160
			04.06.2008	09.06.2008	32,7	149,7	78,1	34,3	159,9	78,6	Трудно оценить		Смена ЭЦН-160 / ЭЦН-200
			02.07.2008	07.07.2008	34,3	159,9	78,6	46,0	210,3	78,1	6	2,05	Смена ЭЦН-200 / ЭЦН-250
12	552	А4(2)+Б7(2)	13.04.2008	21.04.2008	31,0	125,9	75,4	44,5	358,9	87,6	Эффект отнесен на приобшение 03.2008		Смена ЭЦН-125 / ЭЦН-400
			03.11.2008	10.11.2008	49,0	438,7	88,8	80,4	736,8	89,1			Смена ЭЦН-400 / ЭЦН-700
13	442	Б6(1)	07.04.2008	23.04.2008	25,6	214,2	88,0	33,4	423,2	92,1	5	1,81	Смена ВНН-199 / DN-4300
ИТОГО по месторождению за 2008 год:					31,4	195,1	83,9	44,4	337,9	86,9	5,7	6,00	

Продолжение таблицы 3.12

14	552	A4(2)+B7(2)	25.12.2008	02.01.2009	80,4	736,8	89,1	93,9	925,0	89,8	9	3,91	Смена ЭЦН-700 / DN-5800
15	606	B6(1)	03.01.2009	12.01.2009	29,3	272,9	89,3	93,3	690,1	86,5	9	18,64	Смена ЭЦН-160 / ЭЦН-800
			02.10.2009	06.10.2009	81,7	608,4	86,6	121,0	1315,7	90,8	3	3,83	Смена ЭЦН-800 / ЭЦН-1250
16	701	A5(3)	26.05.2009	02.06.2009	23,8	228,7	89,6	72,3	968,2	92,5	7	8,94	Смена ЭЦН-125 / DN-4300
17	474	A4(2)+B5(4)+B13	02.12.2009	08.12.2009	38,1	84,6	55,0	53,4	412,7	87,1	1	0,35	Смена ВНН-79 / Centrlift-400P
ИТОГО по месторождению за 2009 год:					50,6	386,3	86,9	86,8	862,4	89,9	5,8	35,67	
18	492	A7+B7(2)	30.12.2009	07.01.2010	13,8	238,0	94,2	18,2	313,7	94,2	11	1,82	Смена ЭЦН-200 / ЭЦН-400
19	701	A5(3)	30.01.2010	05.02.2010	57,8	880,6	93,4	84,1	1517,3	94,5	11	6,99	Смена DN-4300 / ЭЦН-1250
20	697	A5(2)+B10	05.10.2010	09.10.2010	45,2	71,0	36,4	48,9	82,2	40,5	1	0,10	Смена ЭЦН-60 / ЭЦН-80
21	442	B5(2)	04.11.2010	07.11.2010	9,0	402,5	97,8	7,6	461,7	98,4	Эффект отсутствует		Смена ЭЦН-280 / ЭЦН-400
22	902	Ю1(3+4)	29.11.2010	05.12.2010	67,1	88,1	23,8	84,6	119,6	29,3	Эффект отнесен на ГРП 03.2010		Смена ВНН-79 / ВНН-125
ИТОГО по месторождению за 2010 год:					38,6	336,0	88,5	48,7	498,9	90,2	7,7	9	
23	442	B5(2)	25.04.2011	29.04.2011	8,1	491,2	98,4	13,3	541,7	97,6	8	0,84	Смена ЭЦН-400 / ЭЦН-500
24	906	Ю1(3+4)	31.05.2011	08.06.2011	37,8	48,9	22,8	55,4	70,6	21,5	7	3,93	Смена ВНН-59 / ВНН-100
25	534	A6	04.10.2011	13.10.2011	34,0	501,1	93,2	52,6	787,7	93,3	Эффект отнесен на ПВЛГ		Смена ЭЦН-400 / ВНН-700
26	642	A4(2)	30.11.2011	06.12.2011	48,4	73,2	33,9	71,1	117,6	39,6	1	0,59	Смена ЭЦН-80 / ЭЦН-125
ИТОГО по месторождению за 2011 год:					32,1	278,6	88,5	48,1	379,4	87,3	5,3	5,35	
27	226P	A4(2)	27.04.2012	06.05.2012	9,2	158,3	94,2	7,9	159,0	95,0	Эффект отсутствует		Смена ЭЦН-160 / ЭЦН-200
ИТОГО по месторождению за 2012 год:					32,3	212,0	84,8	47,0	302,8	84,5	0	10	
28	335P	B4(2), B5(2)	29.12.2012	01.01.2013	13,0	53,0	75,5	23,0	90,0	74,4	12	2	Смена Н-57 / ЭЦН-80
ИТОГО по месторождению за 2013 год:					27,0	155,0	82,6	39,4	209,8	81,2	0	2	
29	348П	A5(2)	22.08.2014	25.08.2014	95,0	208,0	54,3	430,0	680,0	36,8	4	26,0	Смена ЭЦН-125 / DR-5800
ИТОГО по месторождению за 2014 год:					35,3	157,3	77,6	109,5	288,3	62,0	0	26	

3.5 Анализ эффективности применения ГТМ на месторождениях

Проанализировав эффективность применения геолого-технических мероприятий на месторождениях, можно сказать, что наиболее эффективным методом увеличения дополнительной добычи является ГРП (рис.3.6), так как этот метод является наиболее эффективным методом воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти, определенными низкими фильтрационно-емкостными характеристиками нефтесодержащих пород.

Эффективность применения определялась по производимой дополнительной добычи от ГТМ.

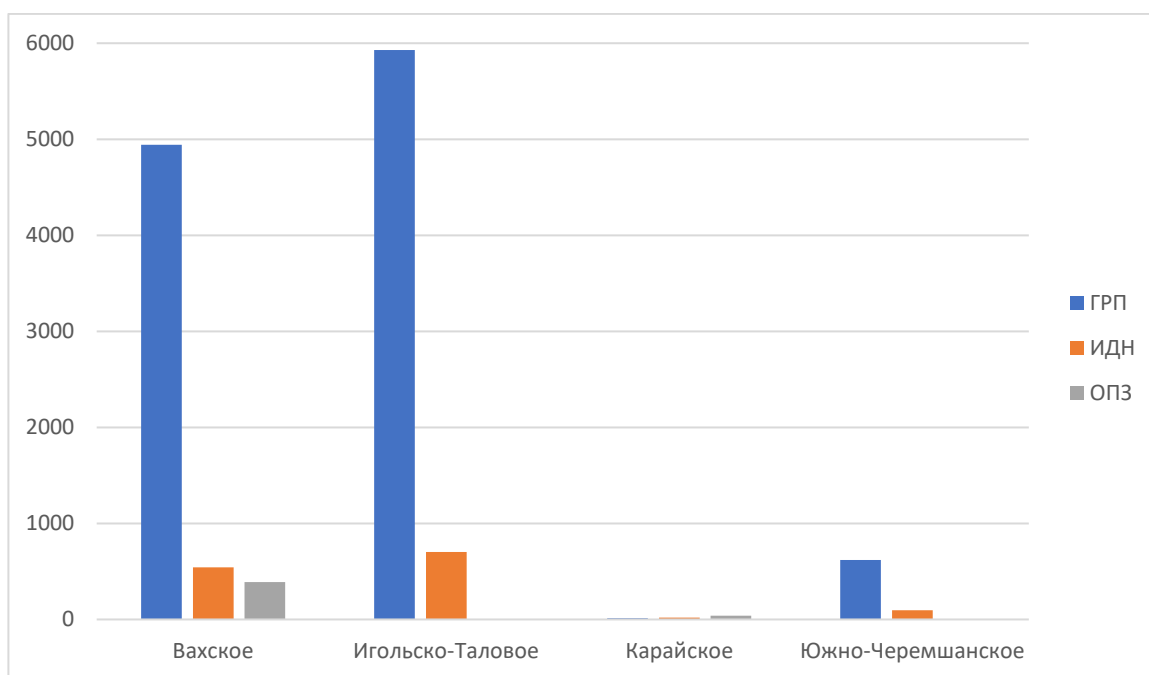


Рисунок 3.6 – эффективность ГТМ проведенных на месторождениях

Исключением является Карайское месторождение. Наиболее эффективным методом ГТМ является ОПЗ, в связи с тем, что месторождение находится на начальной стадии разработки. Метод ГРП на месторождении почти не применялся.

Для повышения коэффициента извлечения нефти на месторождениях Западной Сибири предлагаем использовать инновационный метод проведения

ГРП – способ разработки низкопроницаемого коллектора с поочередной инициацией трещин авто-ГРП (рис. 3.7).

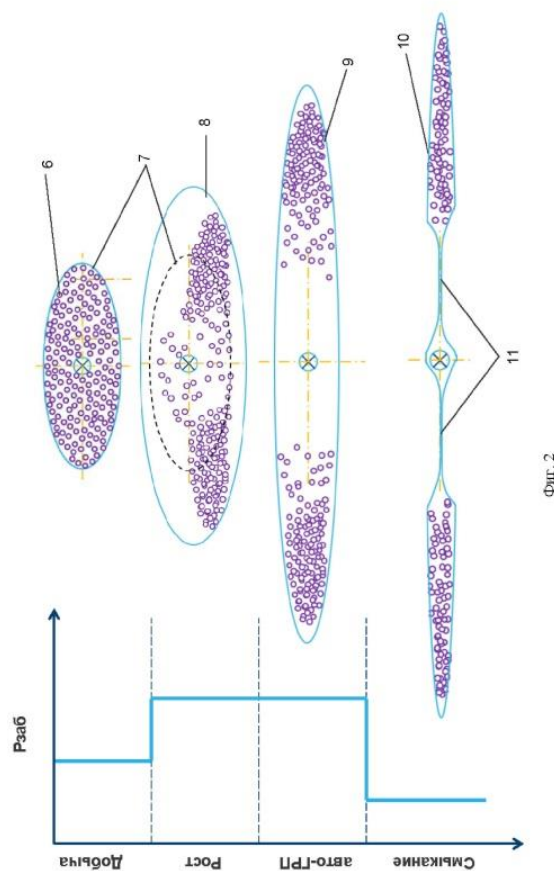


Рисунок 3.7 - способ разработки низкопроницаемого коллектора с поочередной инициацией трещин авто-ГРП

Инновация направлена на достижение технического результата, который заключается в повышении конечного КИН разрабатываемого пласта при упрощении способа разработки низкопроницаемых коллекторов.

Технический результат достигается за счет того, что способ разработки низкопроницаемого коллектора включает:

- проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) с использованием жидкости ГРП, содержащей расклинивающий агент,

по меньшей мере в двух скважинах, горизонтальные стволы которых расположены со смещением по азимуту от 20 до 160 град. (включительно) относительно направления максимального горизонтального напряжения в пласте, определение давления смыкания при проведении исследований по крайней мере в одной скважине, в дальнейшем используемой в качестве нагнетательной скважины, и осуществление добычи;

- использование по крайней мере одной из вышеупомянутых скважин в качестве нагнетательной скважины путем закачки в нее рабочей жидкости с превышением давления закачки над давлением гидравлического разрыва пласта;
- обеспечение прорыва рабочей жидкости из нагнетательной скважины по крайней мере по одной трещине авто-ГРП по крайней мере в одну скважину, находящуюся в режиме добычи (добывающая скважина);
- осуществление добычи из добывающей скважины и остановка нагнетательной скважины при достижении обводненности флюида в добывающей скважине от 60 % до 95%;
- продолжение добычи из добывающей скважины и регистрацию снижения забойного давления в нагнетательной скважине;
- при достижении в нагнетательной скважине значения давления смыкания или ниже этого значения осуществление повторения предыдущих четырех стадий до активации по меньшей мере еще одной трещины авто-ГРП в данной нагнетательной скважине.

Основными принципиальными свойствами заявленного способа разработки является то, что обеспечивается вытеснение расклинивающего агента в направлении добывающей скважины 1 с использованием положительного эффекта трещин авто-ГРП и поддержанием пластового давления. В результате достигается максимальное вовлечение запасов в разработку с повышением КИН.

Также основой решения данной технической задачи является максимальное использование энергии пласта и увеличение зон промыва, которые создаются с помощью трещин авто-ГРП. При этом обеспечивается «управление» трещинами авто-ГРП за счет их последовательного

(поочередного) включения (создания) в работу за счет контроля давления смыкания трещины.

Поочередное включение в эксплуатацию трещин МГРП, в результате перевода их в трещины авто-ГРП, позволяет обеспечить необходимую компенсацию для поддержания пластового давления на участке разработки, а также избежать обводнения добывающих скважин по трещинам авто-ГРП. Закачку в нагнетательные скважины с МГРП можно проводить на давлении выше давления ГРП, поскольку после остановки нагнетания и запуска добывающих скважин в эксплуатацию трещина авто-ГРП закрывается и не оказывает влияние на соседние добывающие скважины. Данное предположение обусловлено следующим:

- при снижении давления ниже давления разрыва происходит смыкание незакрепленной трещины авто-ГРП в области ствола скважины; трещины авто-ГРП в области ствола скважины не закреплены проппантом;
- длина трещин авто-ГРП во много раз превышает эффективную длину трещин проппантного ГРП (зон с проппантом), что обеспечивает надежное слипание трещин авто-ГРП и обеспечивает образование новых трещин авто-ГРП при следующей закачке рабочей жидкости (воды без проппанта).

Данная технология не требует определенной расстановки портов МГРП и конструкции скважины [16].

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Дорофеев Иван Васильевич

Школа	Отделение школы (НОЦ)
Уровень образования	Направление/специальность
Бакалавриат	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты 241 тыс. руб; Амортизационные отчисления – 5586,3 руб; Затраты на оплату труда – 99,27 тыс. руб; Прочие затраты – 59,32 тыс. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 70% Северная надбавка – 50%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка отчислений во внебюджетные фонды – 30,2% Ставка налога на прибыль – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование проекта Расчет сметы затрат на проведение гидравлического разрыва пласта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Дорофеев Иван Васильевич		

ГЛАВА 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта

Одним из наиболее эффективных способов воздействия на пласт для повышения нефтедобычи на месторождениях и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) из недр является гидравлический разрыв пласта.

При проведении ГРП будут вовлечены ранее недоступные продуктивные пропластки и расширяться область пласта дренированной скважины.

В результате будет получено увеличение нефтеотдачи пласта, которое принесет определенную прибыль предприятию.

Целью данного раздела является расчет экономической эффективности после применения ГРП на месторождении. Рассчитаем затраты на проведение ГРП, прирост прибыли, годовой экономический эффект.

4.2 Планирование работ в рамках реализации проекта

4.2.1 Структура работ в рамках реализации проекта

ГРП выполняется следующим образом:

1. У устья скважины устанавливают агрегат подземного ремонта для спуска-подъема колонны труб при спуске и установке внутрискважинного оборудования.

2. Из скважины извлекают оборудование, использовавшееся для ее эксплуатации. Уточняют глубину забоя скважины, расположение пласта (или группы пластов), подлежащего разрыву.

3. Скважину промывают для удаления загрязнений и песчаных пробок.
4. На колонне НКТ спускают пакер с якорем.
5. Скважину промывают и заполняют до устья жидкостью.
6. Сажают и опрессовывают пакер той же жидкостью, какой заливают скважину. Опрессовывают пакер при двух давлениях — заведомо меньшем и максимально возможном, развиваемом насосами.
7. После опрессовки устье скважины обвязывают.
8. Насосным агрегатом закачивают в скважину жидкость разрыва, которая в зависимости от физико-механических особенностей пласта имеет соответственно повышенную вязкость.
9. После появления трещин в колонну НКТ начинают закачивать жидкость-песконоситель.
10. Без прекращения подачи жидкости и снижения давления после окончания закачки жидкости-песконосителя начинают закачивать в скважину продавочную жидкость.
11. После закачки продавочной жидкости устье скважины закрывают до тех пор, пока давление в колонне НКТ не уменьшится до атмосферного или близкого к нему.
12. Срывают пакер и извлекают на поверхность внутрискважинное оборудование.
13. Промывают скважину от песка, не попавшего в пласт и осевшего па забой.
14. Освоение скважины: если она эксплуатационная— спускают насос, колонну НКТ и начинают отбор жидкости, если нагнетательная — промывают от взвешенных частиц; поднимают колонну промывочных труб и подключают к водоводу [17].

4.2.2 Разработка графика проведения реализации проекта

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для построения графика Ганта построена таблица 1 на основании которой можно построить план-график выполнения работ по ГРП (таблица 2).

Таблица 1 – план выполнения ГРП

п/п	Этап работы	Время работы	Исполнитель работы
1	Подготовительные работы	1 час	Помощник буровика Машинист Геофизик Полевой супервайзер
2	Промывка скважины, установка пакера, обвязка скважины	3 часа	Оператор ДНГ Оператор ГРП Помощник буровика Главный специалист по КРС
3	Закачивание жидкости разрыва, жидкости-песконосителя, продавочной жидкости	3 часа	Машинист Оператор ГРП Полевой супервайзер Главный специалист по бурению
4	Закрытие устья скважины (стабилизация давления)	1 час	Оператор ДНГ Оператор ГРП Помощник буровика
5	Срыв пакера и промывка скважины	2 часа	Оператор ДНГ Оператор ГРП Помощник буровика Главный специалист по КРС
6	Освоение скважины	2 часа	Оператор ДНГ Главный специалист по КРС

Таблица 2 – план график выполнения ГРП

Этап работы	Исполнитель работы	Время работы	Продолжительность выполнения работ, часы														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
Подготовительные работы	Помощник буровика Машинист Геофизик Полевой супервайзер	1 час	■	■													
Промывка скважины, установка пакера, обвязка скважины	Оператор ДНГ Оператор ГРП Помощник буровика Главный специалист по КРС	3 часа		■	■												
Закачивание жидкости разрыва, жидкости-песконосителя, продавочной жидкости	Машинист Оператор ГРП Полевой супервайзер Главный специалист по бурению	3 часа					■	■	■								
Закрытие устья скважины (стабилизация давления)	Оператор ДНГ Оператор ГРП Помощник буровика	1 час									■	■					
Срыв пакера и промывка скважины	Оператор ДНГ Оператор ГРП Помощник буровика Главный специалист по КРС	2 часа										■	■	■			
Освоение скважины	Оператор ДНГ Главный специалист по КРС	2 часа													■	■	

- Где
- - Машинист
 - - Помощник буровика
 - - Оператор ДНГ
 - - Оператор ГРП
 - - Геофизик
 - - Полевой супервайзер
 - - Главный специалист по бурению
 - - Главный специалист по КРС

4.3 Бюджет проведения гидравлического разрыва пласта

4.3.1 Затраты на оплату труда

В состав зарплаты входит базовый оклад, районный коэффициент и северная надбавка. Для Вахского, Игольско-Талового, Карайского и Южно-Черемшанского месторождений они составляют:

- Районный коэффициент – 70 %;
- Северная надбавка – 50 %.

Состав бригады по ГРП состоит из машинистов, помощников буровика, операторов ГРП и ДНГ, геофизиков, полевого супервайзера, специалиста по бурению и специалиста по КРС. Всего 23 человека.

На заданное количество рабочих рассчитываем заработную плату, которая приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Затраты на заработную плату

Должность	Количество	Оклад, тыс руб.	Районный коэффициент 70%, тыс.руб	Северная надбавка 50 %, тыс. руб	Доплата (премия), тыс. руб	Заработная п работника, тыс. руб	Месячная зп всех работников, тыс. руб	Заработная плата за 1 час, тыс. руб	Заработная плата за 1 операцию ГРП, тыс. руб
Машинист	5	16	11,2	8	6,4	41,6	208	1,26	15,13
Помощник буровика	5	18	12,6	9	7,2	46,8	234	1,42	17,02
Оператор ДНГ	5	23	16,1	11,5	9,2	59,8	299	1,81	21,75
Оператор ГРП	3	26	18,2	13	10,4	67,6	202,8	1,23	14,75
Геофизик	2	30	21	15	12	78	156	0,95	11,35
Полевой супервайзер	1	32	22,4	16	12,8	83,2	83,2	0,50	6,05
Главный специалист по бурению	1	35	24,5	17,5	14	91	91	0,55	6,62
Главный специалист по КРС	1	35	24,5	17,5	14	91	91	0,55	6,62
ИТОГО	23	215	150,5	107,5	86,00	559,00	1365,00	8,27	99,27

Месячная заработная плата рассчитана по формуле:

$$ЗП = О + Рк + Сн + П, \text{ где}$$

ЗП – заработная плата;

О – базовый оклад;

Рк – районный коэффициент;

Сн – Северная надбавка;

П – премия.

Месячная заработная плата всех работников равна месячной заработной плате 1 работника, умноженной на количество работников.

Зарботная плата работников за одну операцию ГРП равна заработной плате работника за 1 час умноженной на время проведение мероприятия (12 часов).

4.3.2 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды составляет 30,2 % от заработной платы и всех доплат работника. Они состоят из страховых взносов в фонды и взносов на обязательное страхование на производстве. Страховые взносы в фонды равны:

$$Осн = ЗП * 0,3 = 99,27 * 0,302 = 29,78 \text{ тыс. руб}$$

Взносы на обязательное страхование на производстве составляют 0,2 от затрат на оплату труда:

$$Ов = ЗП * 0,2 = 99,27 * 0,2 = 19,85 \text{ тыс. руб}$$

Общие отчисления на социальные нужды равны:

$$Зсоц = Осн + Ов = 29,78 + 19,85 = 49,64 \text{ тыс. руб}$$

4.3.3 Затраты на материалы

Затраты на расходные материалы состоят из затрат на инструменты, спецодежду и закачиваемой жидкости с пропантом (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Расчет стоимости материалов

Наименование материалов	Стоимость, руб	Количество материалов	Стоимость материала, руб
Керамический пропант 0,4-0,8 мм	3000	20	60000
Рабочая жидкость	1200	30	36000
Расход топлива для перевозки расходных материалов	50	200	10000
Спецодежда	5000	23	115000
Прочие	20000	1	20000
ИТОГО на 1 операцию ГРП:			241000

4.3.4 Расчет амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_g = \frac{C_p * n * N_a}{100}, \text{ где}$$

C_p – первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, тыс. руб;

n – число единиц оборудования данного вида, шт.;

N_a – годовая норма амортизации оборудования, %.

Амортизация основных производственных фондов представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Амортизация основных производственных фондов

Наименование оборудования	Количество, шт.	Балансовая стоимость, тыс. руб	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, тыс. руб.
Агрегат насосный дизельный ДНУ 320/50	1	1740	20	348
Агрегат приготовления смеси АПС-8М	1	2550	20	510
Машина манифольдов ММ105М	1	3600	20	720
СКУ ГРП на шасси КамАЗ	1	10000	20	2000
Песковоз	1	2500	20	500
ИТОГО:	-	-	-	4078

Сумма амортизационных отчислений на проведение ГРП определяется по формуле:

$$A_m = \sum A_{г} * \frac{T_p}{T_k}, \text{ где}$$

T_p – время проведение ГРП (12 часов);

T_k – календарный фонд рабочего времени оборудования;

$$T_k = 365 * 24 = 8760 \text{ час.}$$

$$A_m = 4078 * \frac{12}{8760} = 5586,3 \text{ руб.}$$

4.3.5 Расчет прочих затрат

Прочие затраты по нормам составляют 15% от прямых затрат. Прямые затраты составляют основная и дополнительная заработная плата, отчисления на социальные нужды, амортизация оборудования, затраты на расходные материалы:

$$Z_{пр} = Z_{П} + Z_{соц} + Z_{м} + A_m$$

$$Z_{пр} = 99,27 + 49,64 + 241,0 + 5,586 = 395,5 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом прочие затраты равны:

$$Z_{проч} = Z_{пр} * 0,15 = 395,5 * 0,15 = 59,32 \text{ тыс. руб.}$$

На основании вышеприведенных затрат определяем общую стоимость затрат на проведение ГРП:

$$Z_{общая} = Z_{пр} + Z_{проч} = 395,5 + 59,32 = 454,82 \text{ тыс. руб.}$$

В таблице 4.4 указаны затраты на проведение ГРП.

Таблица 4.4 – Сумма затрат на проведение ГРП

Наименование затрат	Сумма затрат, руб.
Заработная плата	99 273
Социальные отчисления	49 636
Затраты на материалы	241 000
Прочие затраты	59 320
Амортизация оборудования	5 586,3
ИТОГО:	454 820

По результату всех расчетов видно, что затраты на проведение 1 мероприятия равны 454820 рублей.

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

4.4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Проведение гидравлического разрыва пласта приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N,$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин, на которых проводится ГРП, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 10,8 \cdot 365 \cdot 0,93 \cdot 28 = 102649,68 \text{ т/год}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ППП}},$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб. (Цена 1 барреля нефти составляет 65,09 долларов. Источник – сайт <https://quote.rbc.ru/ticker/181206> на 22.04.21. Переведем баррель (бочка) на расчетные объемы: 1 тонна = 7,48 баррелей. Таким образом цена на 1 тонну нефти составит: 7,48 x \$65,09 = \$486,87. По условиям задачи переведем валюту в рубли: по данным из интернет источника – <https://kurs.com.ru> на 22.04.21, курс валют рубля по отношению к доллару составит 75,26 руб. В результате пересчета цена на 1 тонну нефти составит 486,87*75,26=36641,84 руб.

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$\Delta ПТ = (102649,68 * 36641,84) / 4602 = 817312,7229$ руб./чел;

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{\Phi_{онф}}$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{онф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$\Delta \Phi_{отд} = (102649,68 * 0,03040401) / 6195,7 = 0,503730313$ млн.руб/т

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right),$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{пост}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{пост} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{у/пер}}{100} = 9390000 * 2258,5 * \left(\frac{100 - 59}{100} \right) = 8694999150 \text{ руб};$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{у/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 8694999150 * \left(\left(\frac{1}{9390000} \right) - \left(\frac{1}{9390000 + 102649,68} \right) \right) = 10,01322783 \text{ руб./т}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta П_{рп} = \Delta Q_p \cdot (Ц_n - (C - \Delta C)),$$

где $\Delta П_{рп}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

ΔQ_p – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta П_{рп} = 102649,68 * (30404,01 - (2258,5 - 10,01322783)) = 2\,890\,587\,605 \text{ руб};$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = \Delta\Pi_{\text{рп}} - Н_{\text{пр}},$$

где $Н_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб. Согласно нормативному документу - глава 25 НК РФ «Налог на прибыль организаций» величина налога составит 20% от прибыли. Источник - <https://www.glavbukh.ru/rubrika/8> на 2021 г. Таким образом в расчетное значение величины налога на прибыль составит:
 $2\,890\,587\,605 * 0.2 = 5\,781\,175\,20,9$ руб;

$$\Delta\Pi_{\text{ч}} = 2\,890\,587\,605 - 5\,781\,175\,20,9 = 2\,312\,470\,084 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 2 312 470 084 руб.

4.4.2 Анализ экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 102649,68 т/год.

Капитальные затраты на проведение ГРП отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения ГРП годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N,$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 * K_{\text{п}}) = 10,8 - (10,8 * 0,68) = 3,456 \text{ т/сут.};$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 * K_{\text{п}}) = 3,456 - (3,456 * 0,68) = 1,10592 \text{ т/сут.};$$

$$\Delta Q_2 = 4,76 * 365 * 0,97 * 26 = 43\,817,23 \text{ т/год.};$$

$$\Delta Q_3 = 1,904 * 365 * 0,97 * 26 = 17\,526,89 \text{ т/год.};$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n,$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 109\,543,07 \cdot 30404,01 = 3\,120\,961\,897 \text{ руб};$$

$$\Delta B_2 = 32\,847,8976 \cdot 30404,01 = 998\,707\,807,1 \text{ руб};$$

$$\Delta B_3 = 10\,511,32723 \cdot 30404,01 = 319\,586\,498,3 \text{ руб};$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}},$$

где $\Delta Z_{\text{доп } t}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100,$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 102\,649,68 \cdot 2258,5 \cdot 59 / 100 = 1\,367\,822\,38,3 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 43\,817,23 \cdot 2258,5 \cdot 59 / 100 = 437\,703\,16,27 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 17\,526,89 \cdot 2258,5 \cdot 59 / 100 = 1\,400\,650\,1,21 \text{ руб};$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} \cdot N_{\text{СКВ}},$$

где $C_{\text{ИМ}}$ – стоимость одного ГРП, руб.;

$N_{\text{СКВ}}$ – количество скважин, на которых проводится ГРП, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 454\,820 \cdot 1 = 454\,820 \text{ руб};$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t-й год составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 1\,367\,822\,38,3 + 454\,820 = 1\,372\,270\,58,3 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 437\,703\,16,27 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 1\,400\,650\,1,21 \text{ руб};$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t,$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 1} = 3\,121\,394\,052 - 137\,237\,058,3 = 2984156993,7 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 2} = 998\,846\,096,8 - 43770316,27 = 954937490,8 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } 3} = 319\,630\,751 - 14\,006\,501,21 = 305624,2498 \text{ руб.};$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta N_{\text{пр } t} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100,$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, равная 20 % (Согласно нормативному документу - глава 25 НК РФ «Налог на прибыль организаций» величина налога составит 20% от прибыли. Источник - <https://www.glavbukh.ru/rubrika/8> на 2021 г.).

$$\Delta N_{\text{пр } 1} = 2984156993,7 * 20 / 100 = 596831398,7 \text{ руб.};$$

$$\Delta N_{\text{пр } 2} = 954937490,8 * 20 / 100 = 190987498,2 \text{ руб.};$$

$$\Delta N_{\text{пр } 3} = 305624,2498 * 20 / 100 = 61124849,95 \text{ руб.};$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - N_t = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} - N_t.$$

$$\Delta ДП_1 = 2984156993,7 - 637\,457\,117,31 = 2\,346\,699\,876,4 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_2 = 954937490,8 - 190987498,2 = 807720308,9 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_3 = 305624,2498 - 103\,221\,919,57 = 258\,505\,901 \text{ руб.};$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t.$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2\,346\,699,88 \text{ руб.};$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 807720308,9 \text{ руб.};$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 258\,505,901 \text{ руб.};$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t,$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 2\,346\,699,88 \text{ руб};$$

$$\text{НПДН}_{1-2} = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = 2\,346\,699,88 + 8\,077\,203\,08,9 = 33\,390\,299,54 \text{ руб};$$

$$\text{НПДН}_{1-3} = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 = 2\,346\,699,88 + 8\,077\,203\,08,9 + 258\,505,901 = 35\,975\,004,53 \text{ руб};$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \Delta\text{ДП}_t / (1 + i)^t,$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = 2\,346\,699,88 / (1 + 0,14) = 2\,058\,508,67 \text{ руб};$$

$$\text{ДПДН}_2 = 8\,077\,203\,08,9 / (1 + 0,14)^2 = 6\,215\,145,49,8 \text{ руб};$$

$$\text{ДПДН}_3 = 258\,505,901 / (1 + 0,14)^3 = 1\,744\,602,24,5 \text{ руб};$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t,$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = 2\,058\,508,67 \text{ руб};$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 2\,058\,508,67 + 6\,215\,145,49,8 = 31\,528\,241,95 \text{ руб};$$

$$\text{ЧТС}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 2\,058\,508,67 + 6\,215\,145,49,8 + 1\,744\,602,24,5 = 3\,321\,044,955 \text{ тыс.руб};$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения ГРП занесём в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
1	2	3	4
Капитальные вложения, тыс. руб.	454, 820	-	-
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	102,649680	32,847898	10,511327

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	3 120 961,89722	998 707,80711	319 586,49828
Текущие затраты, тыс. руб.	136 782,23835	43 770,31627	14 006,50121
Прирост прибыли, тыс. руб.	2 984 156,9937	954 937,49084	305 579,99707
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	589 652,25177	190 987,49817	61 115,99941
Денежный поток, тыс. руб.	2 346 699,87639	807 720,30894	258 470,49886
Поток денежной наличности, тыс. руб.	2 346 699,87639	807 720,30894159	258 470,49886131
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	2 346 699,87639	3 339 029,95438	3 597 500,45324
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	2 346 699,87639	621 514,54982	174 460,22451
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	2 346 699,87639	3 152 824,1954	3 327 284,41991

Исходя из результатов расчета, видно, что прирост прибыли благодаря проведению ГРП составит 3 327 284 419,91 рублей за 3 года работы скважины.

ГРП является надежным и недорогим способом увеличения нефтеотдачи пласты который в разы увеличивает дебит скважины на определенное время.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Дорофеев Иван Васильевич

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности проведения геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Геолого-технические мероприятия проводимые на Вахском, Игольско-Таловом, Карайском и Южно-Черемшанском месторождениях
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ Р 53375-2016 «Геолого-технологические исследования. Общие требования. Скважины нефтяные и газовые» Национальный стандарт Российской Федерации.</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 «Вредные и опасные производственные факторы. Классификация» Межгосударственный стандарт</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Оценка факторов вредного воздействия на человека и окружающую его среду таких как: токсичность, пожароопасность, высокое давление, шумы и вибрации на рабочем месте, загазованность, а также способы их устранения.
3. Экологическая безопасность:	При проведении ГТМ на месторождениях происходит загрязнение окружающей среды: атмосферы (выбросы метана, насыщенным раствором соли и утечки жидкости для проведения работ, загрязнение воды, загрязнение шума и здоровья), гидросферы (сбросы неочищенных вод, разлив, смыв токсических веществ), литосферы (загрязнение твердыми отходами, разливы нефти).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	На месторождениях характерны следующие ЧС: - природные; - технические;

	- военно-политические.
--	------------------------

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Дорофеев Иван Васильевич		

ГЛАВА 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность подразумевает деятельность, направленную на разработку новых решений, обеспечивающих: исключение аварий; охрану здоровья работников; снижение вредного воздействия на окружающую среду; экономическое расходование невозобновляемых природных ресурсов.

В данной главе будет рассмотрено место вблизи скважины при проведении геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири.

Рабочее место представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры, тяжелая грузовая техника, различные емкости большого объема.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К ГТМ допускаются работники, прошедшие подготовку и имеющие квалификационное удостоверение, удостоверение о проверке знаний правил и инструкций по охране труда и допущенный к работе по профессии, а также документ, подтверждающий обучение по программе Пожарно-технического минимума.

Исполнителями работ повышенной опасности, включая рабочих, занятых выполнением технических мероприятий по подготовке места проведения работ, могут быть работники не моложе 18 лет:

- не имеющие медицинских противопоказаний к выполнению данных видов работ;
- прошедшие первичный (повторный) инструктаж и проверку знаний по безопасности труда,

- получившие целевой инструктаж по безопасности труда перед ее выполнением;
- обеспеченные средствами индивидуальной защиты, необходимыми для выполнения данного вида работ (СИЗОД для выполнения ГТМ);
- обученные правилам и приемам оказания первой помощи, пострадавшим при несчастных случаях;
- обученные безопасным методам и приемам выполнения работ на высоте (для выполнения работ на высоте).
- имеющие стаж работы на данном производстве или родственном производстве не менее 6-ти месяцев (для выполнения газоопасной работы по наряду-допуску).

ГТМ должны проводиться только в дневное время (дневную рабочую смену), за исключением случаев ликвидации или локализации возможных аварий в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

Работы проводятся в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий и выполняются по наряду-допуску на выполнение ГТМ, выданному и подписанному руководителем [18].

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Геолого-технические мероприятия являются источником повышенного уровня опасности при малейшем несоблюдении технологического режима эксплуатации оборудования или правил проведения мероприятия. Это говорит о том, что необходимо рассмотреть перечень тех вредных факторов, которые возникают при проведении ГТМ. В качестве факторов воздействия на человека при проведении данных мероприятий, можно выделить:

- токсичность;

- высокое давление;
- пожароопасность;
- вибрация;
- шумы;
- загазованность;
- запыленность воздуха.

5.2.1.1 Воздействие токсичных веществ

При проведении ГТМ используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятий. В основном на промысле проводят ГТМ на нефтяной и водной основе. В случае применения жидкости разрыва на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии высокого давления от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества.

При проведении ГТМ химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Токсичные вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности и по их классификации можно отнести к общетоксическим химическим веществам – они могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином. Другими словами, можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести

к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу.

5.2.1.2 Влияние высокого давления

Возможно, высокое давление при проведении ГТМ наиболее опасный фактор его можно поставить в один ряд с такими известными, как возникновение пожара и поражение электрическим током. Рассматривая в корне эти три вида воздействия, можно сказать, что они активно воздействуют на оборудование, на производственные помещения и конечно, в большей части, смертельно на жизнь рабочего персонала. При проведении ГТМ источниками повышенного давления могут быть:

- агрегаты высокого давления (компрессоры);
- линии высокого давления (задвижки, трубы, устьевая арматура).

Разрушение линии высокого давления может привести утечке жидкости разрыва, которая в свою очередь в силу того, что она является токсичным веществом, может оказать отравляющее воздействие на рабочего, а разрыв компрессорной установки может привести к разрушению дорогостоящего оборудования и травмам оператора следящего за процессом ГТМ.

5.2.1.3 Пожароопасность

Возникновение пожара на промысле, является одним из опасных факторов производства. Это связано с тем, что при проведении ГТМ, используется, как правило, жидкость разрыва на нефтяной основе, а также не исключены возможность воспламенения оборудования (автотранспортных средств, цистерн и т.п.), поэтому этот метод воздействия на ПЗП требует большого внимания.

Одной из особенностей пожара на промысле, горение паровоздушных смесей углеводородов, является образование огневого шара время которого

колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Согласно ССБТ ГОСТ 12.1.004–91 допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не более 10-6 воздействия опасных факторов пожара, превышающих допустимые значения, в год в расчете на каждого человека [19].

5.2.1.4 Воздействие вибрации

Генераторы, позволяющие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышения уровня вибрации [20].

5.2.1.5 Воздействие шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в

децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям. Норма для помещения управления составляет 75 дБА.

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Предельно допустимые уровни звукового давления

№ пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1											
2	Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

При работе со скважиной вредное влияние также оказывает производственный шум [21].

5.2.1.6 Загазованность

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³ [22].

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

В целях предотвращения угрозы жизни людей и минимизации возможного ущерба, наносимого окружающей среде, предусматриваются следующие мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных факторов:

- постоянный контроль за исправностью оборудования и соблюдения правил его использования;
- аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей;
- применение СИЗ;
- предусматривать противопожарные разрывы между узлами приготовления раствора, емкостями для его хранения и устья скважины не менее 50 м;
- вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков;
- все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%–ным раствором жидкого стекла;
- над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция;
- установка прокладок между полом и работающим оборудованием;

- применение специальных виброгасящих ковриков под ногами у пультов управления различных механизмов, виброобувь и виброрукавицы;
- применение звукоизолирующих наушников, противошумные вкладыши, перерывы на отдых от помещения с повышенным содержанием шума.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – это система мер (правовых, политических, технологических и других), которые направлены на защиту окружающей среды и минимизации негативного воздействия на нее со стороны нефтегазовой отрасли. Эти меры также включают предупреждение возникновения чрезвычайных и аварийных ситуаций и обеспечение защиты интересов человека.

Негативное воздействие на экологию, в первую очередь, связано с ошибками, которые допускаются при проведении ГТМ, и отсутствием должного контроля над производственным процессом. В ходе проведения ГРП, ОПЗ, ПВЛГ, перфорации и т.д. часть нефти выходит на поверхность земли и разливается. Кроме этого, все знают, что в атмосферу выделяется огромное количество выхлопных газов от автомобилей, а они являются продуктом переработки бензина, который, в свою очередь, получают из нефти [23].

5.3.1 Воздействие на атмосферу

Нефтеперерабатывающими предприятиями выбрасывается в атмосферу свыше 1050 тыс. т загрязняющих веществ, при этом доля улова на фильтрах составляет только 47,5 %. Основной состав выбросов предприятия в атмосферу: 23% - углеводороды; окислы: 16,6 % - серы, 7,3 % - углерода, 2% - азота. Значительный вклад в загрязнение атмосферы вносит и факельное хозяйство НПЗ. При сжигание топлива в факельных печах образуются аэрозольные

частицы - продукт конденсации углерода и канцерогенные углеводороды типа бенз(а)пирен.

Загрязнение приземного слоя атмосферы также происходит при добыче нефти и газа и во время аварий, в основном природным газом, продуктами испарения нефти, аммиаком, ацетоном, этиленом, а также продуктами сгорания.

Влияние процессов сгорания углеводородных систем в двигателях транспортных средств и печах приводит к резкому увеличению содержания CO и CO² и кислых газов в атмосфере. Сжигание нефти, газа и угля сопровождается выбросом до 5 млрд. т. в год углекислого газа. На фоне уменьшения площади лесов наблюдается рост концентрации CO² в атмосфере от 0,03 до 0,041%.

Использование мазута и тяжелых котельных топлив на основе сернистых нефтей приводит к загрязнению окружающей среды сернистыми оксидами, пятиокисью ванадия и бензапиреном. Не менее опасны продукты сгорания печей ТЭЦ. Загрязнение атмосферы сернистыми газами приводит к выпадению кислотных дождей с pH около 5, когда при pH 5-4,5 наступает гибель рыбы в водоеме. Кроме этого ТЭЦ средней мощности выбрасывает в атмосферу 16-17 т золы и около 5 т SO₃ в час.

Особую опасность для жизни людей представляет смог - смесь аэрозолей с жидкой и твердой дисперсионными фазами, которые образуют туманную завесу над промышленными районами и крупными городами. Различают три вида смога: ледяной, влажный и сухой.

5.3.2 Воздействие на гидросферу

Нефть и нефтепродукты являются одним из самых распространенных и опасных загрязнителей водной среды. При попадании в водоемы они образуют плавающую на поверхности воды пленку, часто растворяются, создают устойчивую эмульсию, оседают на дно тяжелые фракции.

Со сточными водами нефтеперерабатывающих предприятий в водоемы поступает значительное количество нефтепродуктов, сульфидов, хлоридов,

соединений азота, фенолов, солей тяжелых металлов, взвешенных веществ и др. Их неблагоприятное действие выражается, в основном, в окислительных процессах, снижающих в воде содержание кислорода, увеличивающих ее окисляемость и биологическую потребность в кислороде.

При концентрации нефтепродуктов в воде 0,05 - 0,1 мг/л гибнет планктон, погибают мальки многих видов, при 10 - 15 мг/л гибнет взрослая рыба, при 0,05 - 0,5 мг/л и более рыба приобретает “керосиновый” запах и становится непригодной к пище.

Загрязнение океана углеводородами нефти является основной причиной гибели птиц, что особенно наглядно проявляется при авариях танкеров.

Попавшая в воду нефть после улетучивания легких фракций подвергается биологическому разложению под действием аэробных бактерий до безвредных веществ. В водной среде самоочищение происходит при наличии достаточного количества кислорода и только при положительных температурах (выше 10⁰С). Процесс бактериального воздействия длится в течение многих недель или месяцев, после чего остаточные продукты разложения, многие из которых токсичны, накапливаются и образуют частицы битума неправильной формы диаметром от 0,1 до 10 см, дрейфующие по поверхности океана.

Применение моющих средств для эмульгирования нефти и ее осаждения на дно океанов бессмысленно с экологической точки зрения, так как оно резко замедляет процесс биологического окисления и увеличивает токсичность нефти для морских организмов.

Источников поступления нефти в моря и океаны довольно много. Это аварии танкеров и буровых платформ, сброс балластных и очистных вод, принос загрязняющих компонентов реками.

5.3.3 Воздействие на литосферу

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах

территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа. Такие нарушения приводят к сдвигам в тепловом и влажном режимах грунтовой толщи и к существенному изменению ее общего состояния, что обуславливает активное, часто необратимое развитие экзогенных геологических процессов. По данным ученых 89-96 % аварийных разливов нефти вызывают сильное и необратимое повреждение природных биоценозов.

Добыча нефти и газа приводит также к изменению глубоко залегающих горизонтов геологической среды. Происходят необратимые деформации земной поверхности в результате извлечения из недр нефти, газа и подземных вод, поддерживающих пластовое давление. Перемещения земной поверхности, вызываемые откачками из недр воды, нефти и газа, могут быть значительно большими, чем при тектонических движениях земной коры.

Неравномерно протекающее оседание земной поверхности часто приводит к разрушению водопроводов, кабелей, железных и шоссейных дорог, линий электропередач, мостов и других сооружений. Оседания могут вызывать оползневые явления и затопление пониженных участков территорий. В отдельных случаях, при наличии в недрах пустот, могут происходить внезапные глубокие оседания, которые по характеру протекания и вызываемому эффекту мало отличим от землетрясений [24].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для месторождений Западной Сибири характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные;
- технические;

– военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Наиболее вероятным из выше перечисленных может быть розлив нефти, что может привести к пожару или взрыву.

Среди основных причин разливов в НГК центральное место занимают:

- высокий уровень износа производственных фондов;
- зачастую низкое качество проектной документации;
- недостаток инженерно-производственной культуры;
- отсутствие договоров на обслуживание с профессиональными аварийно-спасательными формированиями, как того требует ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

Кроме того, значительный рост числа аварий связан с недостаточным выделением средств на их предупреждение. Принятие же превентивных мер является главным фактором и обеспечения промышленной и экологической безопасности.

Опасность загрязнения окружающей среды в результате излива пластовых вод, нефти и выброса газов с устья скважин может быть минимальной по следующим причинам:

- отсутствие в разрезе скважин горизонтов с АВПД, а также бурение с превышением гидростатического давления над пластовым на 10-15%, исключаящее нефтегазоводопроявления в процессе углубления скважин;
- освоением скважины на кустовой площадке непосредственно в нефтесборную сеть.

В остальных случаях вероятность излива пластовых вод может быть весьма значительной.

Мониторинг аварийных разливов нефти и нефтепродуктов проводится с целью:

- выявления фактов аварийных разливов;
- оценки экологических последствий разливов;
- информационного обслуживания работ ЛАРН.

С момента объявления ЧС, связанной с аварийным разливом нефтепродуктов, для принятия решения по локализации и ЛАРН, назначенная Начальником оперативного Штаба оперативная группа ведет мониторинг обстановки и ОС. Количество и специализация экспертов в составе оперативной группы определяются Начальником оперативного Штаба в зависимости от масштабов, мест и условий разлива.

К первоочередным мероприятиям по мониторингу и прогнозированию разлива нефтепродуктов относится определение:

- масштабов разлива (значения ЧС и уровня реагирования);
- местоположения и характеристик распространения нефтяного пятна;
- погодных условий и опасных природных явлений;
- взрыво- и пожароопасности;
- газоопасности;
- угрозы для селитебных зон, объектов жизнеобеспечения и окружающей среды;
- прогноз загрязнения уязвимых районов (заповедников, национальных парков, мест обитания животных и произрастания растений, занесенных в региональные Красные книги и Красную книгу РФ).

Мероприятия мониторинга планируется с учетом следующих требований:

- обеспечение круглосуточного и всепогодного наблюдения за всей загрязненной площадью, наблюдение за ветровыми полосами нефтепродуктов, либо отдельными пятнами в пределах общей площади загрязнения;
- измерение толщин пятен нефтепродуктов;

- возможности в любой момент представления всех данных Начальнику оперативного Штаба и вышестоящим КЧС.

При ликвидации ЧС(Н) мониторинг проводится непрерывно в течение всего периода работ. Оперативная группа продолжает проводить анализ обстановки и состояния ОС, вырабатывает рекомендации. На основе полученной информации производится анализ обстановки, вырабатываются предложения и докладываются Начальнику оперативного Штаба. Анализ обстановки, предложения, принятые решения записываются в журнал учета событий, как неотъемлемое звено принятого решения по ликвидации ЧС.

Организация работ по мониторингу и прогнозированию разлива включает три этапа, аналогичных действиям по локализации и ликвидации разливов:

- первый этап - принятие экстренных мер ЛАРН и передача информации, согласно схеме оповещения;
- второй этап - принятие решения на ЛАРН и оперативное планирование действий;
- третий этап - организация проведения мероприятий ЛАРН.

Загрязнение атмосферы вследствие разлива нефтепродуктов определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с покрытой нефтью поверхности расчетным методом. Организация оперативного контроля загрязнения воздуха определяется гидрометеорологическими факторами, летучестью нефтепродуктов и температурой вылившихся нефтепродуктов. При высокой температуре воздуха в условиях штиля (стратификации) особое внимание уделяется образованию парогазового облака углеводородных газов - зоны (зон) пожаро-взрывоопасных концентраций, в которых может произойти мгновенное поражение людей и материальных ценностей от пожара-вспышки. Его характеристики должны быть определены заранее в плане ЛАРН. Границы паровоздушного облака в различные моменты времени от начала истечения рассчитывается по ГОСТ Р 12.3.047-98 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. Данные

расчетов (прогнозные характеристики) учитываются при разработке сценариев локализации и ликвидации разлива. При осуществлении операций ЛАРН особое внимание на возможность объемного взрыва обращается при неблагоприятных погодных условиях и площадях растекания жидкости по территории, превышающей расчетные значения.

Пробы воздуха отбираются у кромки пятна нефтепродукта на высоте 1 м от поверхности почвы (воды) в соответствии с требованиями РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы. На границе СЗЗ объекта, ставшего источником разлива, состояние воздуха анализируется не менее чем в 3-х точках, одна из которых находится с наветренной стороны. Кроме того, организуется контроль смежных объектов (производственных и селитебных зон), попавших в газоопасную зону или зону оцепления [25].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геолого-технические мероприятия проводят на всех этапах по разработке месторождений. Самые интенсивные из них осуществляются на более поздних этапах. Особенно актуально стоит вопрос по проведению ГТМ на старых месторождениях.

На каждом месторождении индивидуально подбираются геолого-технические мероприятия. Они планируются каждый год, а в течение года могут корректироваться и меняться.

Наиболее эффективным методом воздействия на пласт является ГРП. При правильном его применении, возможно увеличении количества добычи нефти за счет введения в разработку ранее недоступных пропластков.

В ходе выполнения дипломной работы была изучена геология и выявлены особенности Вахского, Иголько-Талового, Карайского и Южно-Черемшанского месторождений, а также был проведен анализ выполнения ГТМ, был предложен новый метод воздействия на продуктивные пласты для увеличения нефтеотдачи.

Также в данной работе проведен расчет экономической эффективности проведения ГРП как самого эффективного метода ГТМ, рассмотрены влияния ГТМ на окружающую среду, выявлены вредные и опасные факторы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин: Справочник рабочего / В.Г. Уметбаев. – М., 1989. – 217 с.
2. Все о нефти [Электронный ресурс]. – URL: <https://vseonefti.ru/upstream/что-такое-GTM.html>, свободный. – Дата обращения 10.02.2021.
3. Техническая библиотека [Электронный ресурс] / Геолого-технические мероприятия, 2013. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141986-geologo-tekhnicheskie-meropriyatiya>, свободный. Дата обращения 10.02.2021.
4. Учебный курс ООО «СНК». Гидроразрыв пласта: технология проведения ГРП.
5. Техническая библиотека [Электронный ресурс] / Гидравлический разрыв пласта, 2013. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/tehnologii/141812-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp>, свободный. Дата обращения 11.02.2021.
6. Учебный курс ООО «ARIS».
7. Студенческий научный форум 2019 [Электронный ресурс] / Виды ОПЗ пласта для интенсификации добычи нефти, 2019. URL: <https://scienceforum.ru/2019/article/2018017454>, свободный. Дата обращения 10.02.2021.
8. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов/А.Х. Мирзаджаджаде, И.М. Аметов, А.М.Хасаев, В.И.Гусев/ Под ред.проф. А.Х.Мирзаджанзаде. - М.: Недра, 1986. -382 с.
9. Горная энциклопедия [Электронный ресурс] / Одновременно-раздельная эксплуатация скважин. URL: <http://www.mining-enc.ru/o/odnovremenno-razdelnaya-ekspluataciya-skvazhin>, свободный. Дата обращения 12.02.2021.
10. Учебный курс ООО «СНК». Бурение боковых стволов скважин.

11. Добыча нефти и газа [Электронный ресурс] / Изоляционно-восстановительные работы при КРС. URL: 9. <http://oilloot.ru/o-sajte/480-izolyatsionno-vostranovitelynye-raboty-pri-krs>, свободный. Дата обращения 12.02.2021.
12. Дополнение к технологическому проекту разработки Вахского нефтяного месторождения ХМАО-Югра и Томской области – ОАО «ТомскНИПИнефть», 2017.
13. Технологический проект разработки Игольско-Талового нефтяного месторождения Томской области – ОАО «ТомскНИПИнефть», 2015.
14. Дополнение к технологической схеме разработки Карайского нефтяного месторождения Томской области – ОАО «ТомскНИПИнефть», 2017.
15. Технологическая схема разработки Южно-Черемшанского нефтяного месторождения Томской области – ОАО «ТомскНИПИнефть», 2015.
16. Способ разработки низкопроницаемого коллектора с поочередной инициацией трещин авто-грп: патент Рос.Федерация № 2745058.
17. Последовательность работ при проведении ГРП [Электронный ресурс]. URL: <https://lektsia.com/12xa107.html>, свободный. – Дата обращения 23.05.2021.
18. Стандарт ПЗ-05 С-0103 ЮЛ-098. Порядок организации работ повышенной опасности. – Т. АО «Томскнефть» ВНК, 2018 – 101 с.
19. Основные опасности и вредности при проведении ГРП [Электронный ресурс]. URL: <https://lektsia.com/6x2b7e.html>, свободный. – Дата обращения 10.05.2021.
20. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
21. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

23. Современная научно-технологическая академия [Электронный ресурс] / Экологические проблемы нефтяной промышленности. URL: <https://www.snta.ru/press-center/ekologicheskie-problemy-neftyanoj-promyshlennosti/> , свободный. Дата обращения 12.05.2021.
24. Ясаманов Н.А. Основы геоэкологии [Текст]: Учеб. Пособие для экологов специальностей вузов/Николай Александрович Ясаманов.- М.: Издательский центр «Академия», 2003. -352с.
25. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе: Разъяснения статьи / А.П. Хаустов, М.М. Редина – М.