

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности подбора скважин-кандидатов для проведения гидразрыва пласта на «П» нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.66-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Каскырбаев Бекзат Кайратович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пугачев Е.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	Доцент, к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

Институт природных ресурсов
Специальность 131000 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

Зав. кафедрой

(Подпись)

(Дата)

Чернова О.С.
(Ф.И.О.)

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Каскырбаеву Бекзату Кайратовичу

Тема работы:

Особенности подбора скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта на «П» нефтяном месторождении (ХМАО)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 22.03.2017 г. № 1959/С
---	------------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по «П» нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Геологическая характеристика «П» месторождения 3. Анализ эффективности проведения ГРП на месторождении 4. Критерии подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП 5. Особенности подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП на объекте АБ12 «П» месторождения 6. Рекомендации по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность 9. Заключение
Перечень графического материала	1. Титульный лист 2. Обзорная карта района работ 3. Копия тектонической карты центральной Западно-Сибирской плиты 4. Стратификация разреза южного участка «П» месторождения 5. Динамика параметров дизайна ГРП 6. Динамика работы скважин с пенным ГРП 7. Распространение трещины 8. Пример загрязнения призабойной зоны 9. Геометрия трещины 10. Конструкция ГС МСГРП

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пугачев Е.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Каскырбаев Бекзат Кайратович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Каскырбаеву Бекзату Кайратовичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость оборудования при ГРП, человеческих ресурсов, используемых материалов
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы расходов на закупку оборудования, нормы амортизационных отчислений, нормы расхода инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности применения технологии ГРП на месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности технологии ГРП

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Каскырбаев Бекзат Кайратович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Каскырбаеву Бекзату Кайратовичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Скважинные площадки и буровые установки, на которых применяется метод интенсификации притока жидкости с применением гидроразрыва пласта</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации проектируемого решения: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации проектируемого решения:	<i>При проведении исследований на скважине к вредным факторам, значительно влияющим на безопасность и производительность труда, можно отнести:</i> 1. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 2. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4. Повышенный уровень шума и вибрации. <i>К опасным факторам, возникающим при исследовании скважины, относят:</i> 1. Механические опасности. 2. Опасность поражения электрическим током. 3. Пожароопасность.
2. Экологическая безопасность:	• Перечень проблем по охране недр. • Решения по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	• Перечень возможных ЧС. • Выбор наиболее типичной ЧС. • Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	• Правовые особенности формы осуществления трудового процесса. • Описание организационных мероприятий обеспечения безопасности.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Каскырбаев Бекзат Кайратович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, 11 таблиц, 13 рисунков, 23 источника.

«ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА СКВАЖИН КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТОВ НА «П» МЕСТОРОЖДЕНИИ»

В данной работе детализирована методика подбора скважин-кандидатов для проведения операции гидравлического разрыва пластов на Приобском нефтяном месторождении с учетом геолого-физических свойств, состояния фонда скважин, финансово экономических перспектив. Также приведена геологическая характеристика, краткий анализ разработки на сегодняшний день, проведен краткий анализ проведенных 2012-2013 годах операций по гидравлическому разрыву пласта АБ12 «П» месторождения.

С учетом основных затрат на проведения операции, рассчитан экономический эффект от получения дополнительной добычи нефти. Также включены разделы по безопасности и экологичности проекта.

Перечень условных обозначений

ЮЛУ – Южный лицензионный участок;
ГРП – Гидравлический разрыв пласта;
ГС – горизонтальная скважина;
СЛУ – Северный лицензионный участок;
НКТ – Насосно-копрессорные трубы;
МС ГРП – Многостадийный гидроразрыв пласта;
ПЗП – призабойная зона пласта;
ПЗ – призабойная зона;
ОПЗ – обработка призабойной зоны;
ЭЦН – электроцентробежный насос;
АСПО – асфальтеносмолистопарафиновые отложения;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ННС – наклонно-направленные скважины;
ГТМ – геолого-технические мероприятия.

Оглавление

Введение	11
1 Геологическая характеристика «П» месторождения.....	13
1.1 Общие сведения о месторождении.....	13
1.2 Краткая история освоения месторождения.....	14
1.3 Краткая геологическая характеристика.....	15
1.4 Геолого-промысловая характеристика.....	17
1.5 Нефтегазоносность	19
1.6 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов.....	19
1.7 Свойства пластовых вод.....	21
1.8 Подсчет запасов	24
2 Анализ эффективности проведения ГРП на месторождении	26
3.Критерии подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП	31
3.1. Сбор данных	31
3.2. Информация о разработке пласта	32
3.3 Техничко-технологический анализ	35
4. Особенности подбора скважин кандидатов для проведения ГРП на объекте АБ12 «П» месторождения.....	38
5. Рекомендации по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов.....	43
5.1. Бурение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП(ГС+МСГРП).	43
5.2.Нестационарное заводнение	46
5.3. Эффективность оптимизации режимов работы глубиннонасосного оборудования	48
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	49
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	50
7.1 Производственная безопасность.....	50
7.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению	51
7.1.2 Анализ опасных факторов производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению	60

7.2 Экологическая безопасность.....	62
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	65
7.4 Правовые вопросы и организационные мероприятия обеспечения безопасности	66
7.5 Законодательное регулирование проектных решений	69
Заключение	71
Список использованной литературы.....	72

Введение

В нефтяной промышленности в России на данный момент всё большая часть разрабатываемых месторождений находится на так называемой–поздней стадии разработки.

Одной из перспективных задач является исследование и внедрение в эксплуатацию более молодых месторождений, к числу таких относится одно из самых крупных по запасам нефти в России, «П» месторождение.

Месторождение «П» обладает рядом специфических особенностей:

- Многопластовое, гигантское, по запасам – уникальное;
- Труднодоступное, удаленное, в паводковый период подвергается затоплению, т.к. более 80% месторождения находится в челе реки Обь;
- Месторождению характерно сложное строение геологических песчаных тел как по площади, так и по разрезу, также присуще сложное строение продуктивных горизонтов;
- Большая расчлененность пластов, низкие показатели фильтрационно-емкостных свойств(низкая проницаемость и песчанистость).

Ряд вышеперечисленных факторов указывают на то что, неосуществимо вести разработку месторождения без использования методов и технологий повышения интенсификации добычи нефти. Одним из более эффективных мероприятий по освоению таких запасов может быть предложен такой способ как гидроразрыв пласта(ГРП).

Высокопродуктивными горизонтами данного месторождения являются пласты группы «АБ».

Главной целью данной работы является – выявление особенностей подбора скважин кандидатов для проведения ГРП на действующем фонде «П» месторождения.

Учитывая что на месторождении «П» вести разработку без применения ГРП невозможно, актуальным является вопрос об

усовершенствовании и оптимизации данного метода путем правильно выбранного объекта воздействия.

В работе, на основе анализа разработки месторождения будут, рассмотрены задачи по повышению эффективности эксплуатации скважин, а также, осуществление поставленных задач на основе принятых систем разработки.

1 Геологическая характеристика «П» месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение расположено в 65 км от г. Ханты-Мансийк, который находится в Ханты-Мансийском автономном округе, который в свою очередь относится к Тюменской области Российской Федерации.

Работы удалены на восток от г. Ханты-Мансийск на 66 км, в сторону запада на 180 км от г. Нефтьюганск (рис. 1.1)[1].

Разделено на два лицензионных участка: северный (СЛУ) и южный (ЮЛУ).

Месторождение открыто в 1982 году в процессе бурения скважины Х с полученным в итоге притоком нефти дебитом $14,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ из тюменской свиты а также $5,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ из пласта АБ12 неокомского разреза.

Территория в которую входит «П» месторождение поделена на две части рекой Обь, следовательно это заболоченный участок, в период паводка затопляется более 75% месторождения. Болота преимущественно торфяного типа, непроходимые, большая их часть замерзает к началу января, а остальная в течение мерзлого периода не замерзает.

Непосредственно по соседству, в 7 км северной границы ЮЛУ, разрабатывается первоочередной участок месторождения, с восточной стороны разрабатывается крупное Приразломное месторождение. Несколько дальше, в 20 км восточней, находится Салымское месторождение. С юго-востока к ЮЛУ непосредственно примыкает Верхне-Шапшинское месторождение.

Рельеф южной части месторождения приподнят на 10-15 м по отношению к северной части, представляет собой плоскую, аллювиальную равнину со слабо выраженной формой речной эрозии и аккумуляции.

В отношении геологического строения равнина является молодой, аллювиальной, с хорошо развитой значительной толщиной четвертичных отложений[1].

Климат резко континентальный, отличительной чертой его является продолжительная зима и короткое лето. Снег покрывает почву с середины октября и держится до апреля, а в лесных массивах до июня. Высота снежного покрова составляет примерно 0,7 м, почва промерзает на 1-1,5 м. Леса смешанные, преимущественно хвойного типа, реки покрыты тальником. На пониженных участках встречаются многочисленные неглубокие озера и болота.

Населенные пункты (небольшие поселки Базьяны и Тюли) находятся в 16-20 км западней и юго-западней первоочередного участка эксплуатационного бурения. Из-за высокой заболоченности проезд в районе работ затруднен.

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Непосредственно на ЮЛУ дороги с искусственным покрытием отсутствуют. Обустроенная дорога, связывающая г. Нефтьюганск и г. Ханты-Мансийск проходит вблизи северной границы лицензионного участка. Ближайший магистральный нефтепровод проходит в 65 км юго-восточней от месторождения.

1.2 Краткая история освоения месторождения

Как уже указывалось выше, месторождение было открыто в 1982 г. Разведочные работы осуществляли при помощи Правдинской и Назымской нефтегазоразведочной экспедиции.

В 1988 г. в левобережной части месторождения которая принадлежит лицензионному блоку ОАО «Юганскнефтегаз», была пущена в эксплуатацию разведочная скважина Х.

Начиная с 1989 г. компанией ОАО «Юганскнефтегаз» начато эксплуатационное бурение на левой части месторождения. В том же году начато строительство и обустройство вахтовых поселков со всеми необходимыми для работы буровиков и разработчиков условиями. Нефть транспортировалась по нефтепроводу на Правдинский ЦПС.

На данный момент северная часть месторождения разрабатывается недропользователем ОАО НК «Роснефть» (лицензия ХМН №02034 НЭ от 20.11.2006).

Недропользователь южной части ООО НК «Сибнефть-Югра», а разработку ведут ООО «Газпромнефть-Хантос» Лицензия ХМН №15538 НЭ от 19.04.2013 г., на срок до 18.01.2038 г[2].

1.3 Краткая геологическая характеристика

«П» месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной в зоне сочленения Ханты-Мансийской впадины, Ляминского мегапрогиба, Салымской и Западно-Лемпинской групп поднятий.

В региональном тектоническом плане «П» месторождение расположено во Фроловской впадине между Сырнегайской террасой и Тундринской седловиной (рисунок 1.2).

В пределах южного лицензионного участка месторождения, промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях нижнего мела черкашинской свиты (пласты АБ7, АБ8, АБ9, АБ10, АБ11, АБ12) (рисунок 1.3)[3].

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 1.2 – Копия тектонической карты центральной части
Западно-Сибирской плиты, 1988г.

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 1.3 – Стратификация разреза южного участка «П» месторождения

Геологический разрез южной части «П» месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

Максимальная вскрытая толщина пород осадочного чехла в скважине 52 составляет 3386 м.

Геологическое строение и литологический состав отложений включают юрскую, меловую, палеогеновую и четвертичную системы.

Отложения юрского возраста неоднородно залегают на породах складчатого фундамента состоящего из трех отделений: нижнее, среднее, верхнее.

Отложения нижнего, среднего и нижней части верхнего отделов представлены терригенными отложениями горелой и тюменской свит. Разрез морских верхнеюрских отложений выделяются две свиты: абалакская и баженовская.

Меловая система отложений развитая по всей территории и состоит из: нижнего и верхнего отдела.

Верхнемеловые образования представлены отложениями верхней части ханты-мансийской свиты, континентальными отложениями уватской и морскими образованиями кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Нижнемеловые образования включают в себя осадки ахской, черкашинской, алымской, викуловской и ханты-мансийской свит.

Объектами промышленной эксплуатации на месторождении в данное время являются отложения черкашинской свиты залегающие на глубинах 2350-2800 м (АБ10, АБ12)[3].

1.4 Геолого-промысловая характеристика

Все залежи нефти ЮЛУ «П» месторождения относятся к категории сложнопостроенных. Для пластов характерна резкая изменчивость литолого-физических свойств пород-коллекторов, как по разрезу, так и по латерали.

Пласт АБ12 включает два пласта АБ12₃₋₅ и АБ12₁.

Пласт АБ12₃₋₅. В пределах южной лицензионной территории выделено четыре залежи нефти. Залежи пласта представляют собой нефтенасыщенные линзы коллекторов преимущественно глубоководного генезиса.

Основная залежь (залежь 4) Расположена в центральной и северо-восточной частях южной лицензионной территории и вытянута в субмеридиональном направлении, со всех сторон ограниченная. Размеры залежи - 77,0 × 30,0 км, высота 340 м.

Залежи 2, 3 и 13 – относительно небольшие изолированные линзы нефтенасыщенных коллекторов.

Пласт АБ12₁. Выделено две залежи нефти.

Залежь 1 расположена в южной части месторождения. Залежь вскрыта отдельными разведочными и эксплуатационными скважинами. Размеры залежи 28,0 × 20,0 км, высота - 177 м.

Залежь 2 расположена в северо-восточной части южной лицензионной территории и вытянута в субмеридианальном направлении. Размеры залежи 39,8 × 4,5 км, высота – 120 м.

Пласт АБ11 представлен одним пластом АБ11₁.

Пласт АБ11₁ на южной лицензионной территории представлен двумя залежами – южной оторочкой основной залежи (залежь 2) и небольшой залежью 1.

Основная залежь (залежь 2) расположена преимущественно на северной лицензионной площади, вытянута в направлении с северо-востока на юго-запад. Размер залежи составляет 59,0×25,0 км, высота 140 м.

Залежь 1 расположена в центральной части южной лицензионной территории, имеет вытянутую форму с севера на юг. Размеры залежи 5,0 × 2,0 км.

Пласт АБ10 представлен четырьмя пластами АС10₄, АС10₁₋₃, АС10₀², АС10₀¹.

Пласт АБ10₄. Включает 6 залежей, расположенных, преимущественно, в пределах Южной лицензионной территории.

Основная залежь (залежь 6) вытянута в субширотном направлении. Размеры залежи 17,5×9,0 км. Высота залежи 170 м.

Залежь 1 расположена в южной части участка. Простирается в субширотном направлении. Размеры залежи 16,6×6,5 км. Высота залежи 150 м.

Залежь 2 вытянута субширотно. Размеры залежи 6,5×3,0 км. Высота залежи 70 м.

Залежь 3 небольшая литологически ограниченная залежь размером 6,0×5,0 км при высоте 120,0 м.

Залежь 4 - малая нефтенасыщенная линза размером 2,0×1,5 км.

Залежь 5 простирается в субширотном направлении. Размеры залежи 17,5×8,0 км. Высота залежи 80 м.

Залежь 7 расположена в центральной части южной лицензионной территории «П» месторождения восточнее залежи 4. Размеры залежи 2,2×3,0 км.

Пласт АБ10₁₋₃ на территории ЮЛУ представлен двумя полностью литологически ограниченными залежами.

Залежь 1 представлена шельфовой и глубоководной фациями, простирается с юго-запада на северо-восток. Размер залежи 35,0 × 25,0 км, высота - 370 м.

Залежь 4 расположена в северо-западной части ЮЛУ «П» месторождения. Размеры залежи 9,3 × 3,0 км.

Пласт АБ10₀². В пределах южного ЛУ представлен одной залежью. Размеры залежи 3,5×2,0 км. Высота 40 м. Фильтрационно-емкостные свойства изучены на 166 образцах керна из шести скважин.

Пласт АБ10₀¹. Представлен одной залежью, расположенной в западной части южного лицензионного участка и выходящей за его пределы. Размер залежи 44 × 22 км, высота - 320 м[4].

1.5 Нефтегазоносность

Согласно нефтегазогеологическому районированию, «П» нефтяное месторождение находится в Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Основными нефтегазоносными объектами в разрезе ЮЛУ «П» месторождения являются нижнемеловые отложения тюменской свиты среднего отдела юрской системы.

Залежи нефти на месторождении связаны с литологическими ловушками. Продуктивные горизонты АБ10, АБ11, АБ12 имеют сложное строение и низкие коллекторские свойства, представляют собой чередование прослоев песчаников, алевролитов, глин. Коллекторы, содержащие нефть, имеют линзовидный характер развития, изменчивы по коллекторским свойствам.

Формирование природных резервуаров происходило в различных фациальных условиях. Каждый пласт формировался в трех типах «обстановок» осадконакопления: шельф, склон и бассейновая часть.

Породы коллекторы представлены кварцем, полевыми шпатами и обломками пород сцементированными глиной, коалинитом, карбонатным материалом.

Пласты-коллекторы гидродинамически разобщены между собой глинистыми пачками. Пористость коллекторов составляет в среднем 18-19,7%, проницаемость от $0,2 \cdot 10^{-3}$ до 10^{-2} мкм², нефтенасыщенность 50-61%[4].

1.6 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов

На 01.01.2013 года в продуктивных пластах «П» месторождения были отобраны 29 (29 скв.) поверхностных и 86 (30 скв.) глубинных проб нефти. В том числе: в пласте АБ10 – 15 (15 скв.) поверхностных проб и 57 (19 скв.) глубинных проб нефти; в пласте АБ12 – 33 (12 скв.) глубинных и 11 (11 скв.)

поверхностных проб нефти. Кроме того, была предпринята попытка отбора глубинных проб в 2 скважинах X и X пласта АБ12, но исследований не была, так как или пробоотборники пустые, или прихвачен газ($P_{нас}=15,2$ Мпа, скв. X) – эти скважины не учтены в общем количестве. В залежи пласта АБ11.2 (скв.X) отбирались 3 глубинные пробы и поверхностная проба нефти.

Физико-химические характеристики дегазированной нефти «П» месторождения результатам анализа поверхностных проб приведены ниже в таблице 1.2[3].

Таблица 1.2 – Физико-химические свойства нефти «П» месторождения

Наименование параметра	Среднее значение по пластам		
	X	X	X
Плотность при 20 °С, кг/м ³	880	883	873
Вязкость, мПа*с			
При 20°С	26,40	28,6	19,27
При 50°С	9,08	10,64	7,47
Молярная масса, г/моль	244		239
Температура застывания, °С	-6	-16	-8
Массовое содержание серы, %	1,46	1,25	1,19
Смол, %	10,25	9,46	8,07
Асфальтенов, %	2,23	3,6	2,06
Парафинов, %	3,11	2,6	2,76
Воды, %	3,29	3,56	4,10
Механических примесей, %			0,01
Ванадий, %	93		91
Никель, %	14		12
Температура плавления парафина, °С	58	55	59
Температура начала кипения, °С	58	96	60

Таким образом нефть в пласте АБ10 является: по плотности – тяжелой(880кг/м³); вязкость при температурах 20 и 50 ° С, соответственно – 19,27-7,47 мПа*с, следовательно с повышенной вязкостью; по содержанию серы, смол, парафинов – сернистая(1,46%), смолистая(10,25%), парафинистая(3,11%).

Нефть в пласте АБ11: тяжелая по плотности (883кг/м³); вязкость при температурах 20 и 50 °С, соответственно – 28,6-10,64 мПа*с, – повышенная; содержание серы, смол и парафинов – сернистая(1,25%),смолистая(9,46%),парафинистая(2,76).

По пласту АБ12 нефть является: по плотности – тяжелой(873кг/м³); при температурах 20 и 50 °С, вязкость (19,27-7,47 мПа*с), следовательно – повышенная вязкость; сернистая(1,19%), смолистая(8,07%), парафинистая(2,76%).

1.7 Свойства пластовых вод

Южный лицензионный участок расположен в центральной части Западно-Сибирского артезианского мегабассейна, являющегося мощной гидродинамической системой. В вертикальном разрезе бассейна, согласно принятой гидрогеологической сертификации выделяются два гидрогеологических этажа(нижний и верхний), имеющие свои специфические черты геохимии и гидродинамики подземных вод, и разделяемые мощной толщей водоупорных глин мощностью 850 м.

Нижний гидрогеологический этаж по литологическим, геохимическим и гидродинамическим особенностям подразделяется на следующие водоносные комплексы: юрско-палеозойский, неокомский и апт-альб-сеноманский.

В процессе испытаний поисково-разведочных скважин на Южной лицензионной территории «П» месторождения притоки воды были получены в 16 скважинах в 23 объектах, из них юрских - 5 объектов, неокомских – 15, апт-альб-сеноманских – 3 объекта. Анализами химического состава и физических свойств пластовых вод на исследуемой территории охарактеризован только неокомский водоносный комплекс в объеме 12 проб, поэтому характеристика гидрогеологических условий данного участка работ приводится с привлечением имеющихся данных по всему «П» месторождению и соседним площадям.

Юрско-палеозойский водоносный комплекс охватывает кору выветривания фундамента и юрские отложения преимущественно тюменской свиты. Общая мощность комплекса, ориентировочно, от 300 до 600 м.

Притоки воды из этих отложений были получены при совместном испытании с пластами тюменской свиты. Притоки пластовых вод слабые, дебиты воды, в основном, незначительные от 0,92 м³/сут до 15,9 м³/сут. Минерализация вод – 14-18 г/л, воды как хлоридно-кальциевого, так и гидрокарбонатно-натриевого типов. Средние содержания ионов натрия+калия - 4-6 г/л, хлора - 7-9 г/л, кальция - 30-50 мг/л, магния – от 7-10 до 50 мг/л, гидрокарбонат-иона – 1,5-2 г/л. Замеренный газовый фактор около единицы, газ преимущественно метанового состава (94-96 %), ТУ не более 4 %. Газонасыщенность вод юрских отложений Салымского района – 1,5-2,0 м³/м³. Не исключаются повышенные (до 10 %) содержания углекислого газа. Воды термальные, температура пластовых вод – от +76 0С на юге месторождения, до +115 0С – на севере [4].

Перекрывается комплекс глинистым субрегиональным верхнеюрским водоупором сложенным аргиллитами абалакской и баженовской свит общей мощностью до 80 м.

Неокомский водоносный комплекс представлен чередованием песчаников, глин и алевролитов ахской, черкашинской и низов алымской свит. В составе комплекса выделяется два подкомплекса: ачимовский и валанжин-готерив-барремский, разделяемые аргиллитовой толщей мощностью от 80 до 130 м. Общая мощность комплекса – до 900 м. Дебиты скважин достигают сотен м³/сут.

Ачимовский водоносный горизонт отсутствует на большей центральной и западной части рассматриваемой территории, пласты вмещающих его песчаников не выдержанны и имеют линзовидное строение. Воды горизонта обычно безнапорные, дебиты не превышают 10 м³/сутки. Температура пластовых вод – от +80 до +95 0С. Мощность горизонта – от 10 до 150 м. По своему типу воды ачимовского водоносного горизонта – хлоркальциевые, реже – гидрокарбонатно-натриевые. Минерализация пластовых вод ачимовской пачки изменяется в пределах 5,0 – 12,6 г/л; наблюдается тенденция снижения минерализации вод вверх по разрезу. Из

микрокомпонентов присутствует бор – 42,6 мг/л, йод – 5,25 мг/л, бром – 23,18 мг/л [4].

Валанжин-готерив-барремский водоносный горизонт находится в породах верхней части ахской и черкашинской свит. На ЮЛУ «П» месторождения опробованы только водоносные пласты группы АС, сложенные песчанистыми отложениями черкашинской свиты, для которых также характерна неоднородность по простирацию. Воды в подавляющем большинстве безнапорные, низкодебитные. Скважины работают при значительном снижении уровня.

На изучаемом участке работ химический состав вод представлен 12 пробами воды из пластов группы АС, из которых 7 отбракованы в связи с заниженными значениями минерализации вследствие присутствия в пробах примеси ФБР. Согласно пяти пробам минерализация воды изменяется от 10,8 до 15,1 г/л, однако более вероятным значением минерализация для данных пластовых вод по результатам исследований подземных вод на территории «П» месторождения будет 17 г/л [4]. В составе вод преобладающее значение имеют ионы натрия+калия и хлора (3800-5310 мг/л и 4823-8156 мг/л соответственно). Содержание ионов кальция изменяется в пределах 68-298 мг/л, магния – 16-61 мг/л, гидрокарбонат-ионов – 256-2013 мг/л. Из микроэлементов водах определены йод (5,3-15,3 мг/л), бор (32,-51 мг/л), бром (39-59,8 мг/л), фтор (0,6-0,95 мг/л). В стандартных условиях на поверхности плотность воды изменяется от 1007 до 1010 г/см³.

1.8 Подсчет запасов

Запасы нефти и растворенного газа были подсчитаны и утверждены ГКЗ СССР в декабре 1988 г. только по северной части «П» месторождения в количестве: по категории С1 1827802 тыс. т, извлекаемые – 565050 тыс. т, по категории С2 составили соответственно 524073 тыс. т и 48970 тыс. т [3].

Впервые запасы нефти по южной части «П» месторождения (включающей Восточно-Фроловскую и Восточно-Эргинскую площади), подсчитаны ГУП ХМГГ и утверждены ЦКЗ Роскомнедра в 1995 г. Запасы по горизонтам АБ10, в количестве 485212/131551 геол./извл. по категории С1, и 259613/49217 геол./извл. по категории С2 поставлены на баланс РГФ.

В 1997 году на рассмотрение ГКЗ РФ были представлены подсчитанные ОАО «Югранефть» и АМОКО «Евразия Петролеум Компании» запасы нефти и растворенного газа на Южном лицензионном участке «П» месторождения. [4]

Утверждены ГКЗ РФ и поставлены на баланс РГФ по продуктивным горизонтам АБ10 в количестве:

по категории С1 – 941436 тыс. т – геологических запасов, 180902 тыс. т – извлекаемых запасов, КИН – 0,198, в т. ч. по водоохраным зонам – 362738 тыс. т – геологических запасов, 61068 тыс. т – извлекаемых запасов, по категории С2 – 261176 тыс. т – геологических, 36565 тыс. т – извлекаемых запасов, КИН – 0,140, в т. ч. по водоохраным зонам – 362738 тыс. т – геологических запасов, 61068 тыс. т – извлекаемых запасов.

Доля запасов категории С2 составляет 22 %. По состоянию на 1.01.2013 года изменений начальных запасов нефти и растворенного газа на Южной лицензионной территории «П» месторождения, числившихся на балансе РГФ, по сравнению с утвержденными запасами нет. [4]

В продуктивном горизонте АБ10 с небольшой нефтенасыщенной толщиной – 5.52 м и занимающем около 30% площади месторождения содержится геологических – 15% и извлекаемых – 19% запасов нефти.

Необходима доразведка месторождения, так как доля запасов категории С2 составляет 22 %.

2 Анализ эффективности проведения ГРП на месторождении

Сущность процесса ГРП заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при давлении, под действием которого пласт расщепляется, либо по плоскости напластования, либо вдоль естественных трещин. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них вместе с жидкостью закачивается крупный песок - проппант, сохраняющий проницаемость этих трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта [6] .

Проведение операций ГРП на скважинах ЮЛУ «П» месторождения является неотъемлемой частью системы разработки, сложившейся на лицензионном участке. На месторождении формируется рядная система разработки, с ориентацией рядов с северо-запада на юго-восток в соответствии с направлением преимущественного развития техногенных трещин (трещины ГРП и в добывающих и «авто ГРП» в нагнетательных скважинах). Образуются галереи добывающих и нагнетательных рядов.

На рисунке 2.1 показана динамика параметров трещин ГРП по годам. Следует отметить, что в течении всего времени совершенствовались дизайны трещин ГРП, увеличивались проводимость и ширина трещины [2] .

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 2.1 – Динамика параметров дизайна ГРП на скважинах ЮЛУ «П» месторождения

На переходящем действующем фонде с 2001 г. проведено 398 операций ГРП, дополнительная добыча составила 3312,1тыс.т. нефти, средняя эффективность с начала применения метода – 8,3тыс.т. нефти. Средний прирост дебита нефти – 17,7т/сут, средняя продолжительность эффекта – 5 месяца. На рисунке 2.2 представлено распределения скважин

действующего фонда по приросту дебита нефти после ГРП на действующем фонде в 2002-2013 г.г.

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 2.2 – Распределения скважин действующего фонда по приросту дебита нефти (слева) и продолжительности эффекта (справа) после ГРП на действующем фонде в 2001-2012 г.г.

На 6 скважинах (2,6% от общего количества повторных ГРП на действующем фонде) прироста дебита нефти не получено. Причины отсутствия эффекта и низкой эффективности:

1. Низкое пластовое давление;
2. Краевые зоны продуктивных пластов с ухудшением ФЕС (низкая проницаемость – до 0,3мД, высокая расчлененность – до 15);
3. Приобщение интервалов с низкой нефтенасыщенностью с получением в притоке преимущественно воды.

Технологические причины (перекрытие интервалов, потеря нефтенасыщенных толщин в результате повреждения эксплуатационной колонны).

В 2012 году на Южном лицензионном участке «П» месторождения проведены опытно – промышленные работы по применению новых технологий ГРП. На 5 скважинах (№№Х) применялась технология пенного ГРП (FoamFRAC). Все работы велись сервисной компанией Schlumberger [2].

В отличие от «стандартной» технологии при пенном ГРП снижается количество водного раствора (геля на полимерной основе) в жидкости разрыва и жидкости – песконосителе за счет использования смеси жидкости и газа. Использование водных растворов в качестве технологических жидкостей при первичном и вторичном вскрытии пластов приводит к снижению продуктивности низкопроницаемых полимиктовых коллекторов в результате гидрофилизации породы и появления дополнительного

сопротивления фильтрации нефти по поровым каналам. Полимерные гели снижают проводимость трещины ГРП за счет закупорки каналов фильтрации. При пенном ГРП большая часть гелированного водного раствора заменяется на сжатый газ, в результате чего возрастает проницаемость трещины. Кроме того, при использовании газа (пены) происходит более интенсивная очистка трещины от технологических жидкостей, возрастает ее эффективная («рабочая») длина [3] .

В качестве газовой фазы на Южном лицензионном участке «П» месторождения использовался газ азот. Для проведения стимуляции были выбраны 3 новые и 2 скважины действующего фонда. Средняя масса проппанта составила 78,7 т. для пласта АБ10.1-3 и 69,5т. – для АБ12.3-5. Жидкого азота закачено в среднем 45т. на скважину. В таблице 2 представлено сравнение средних показателей по пенному ГРП со стандартной технологией на соседних скважинах. Для пенного ГРП следует отметить:

1. Конечная концентрация проппанта меньше на 14%;
2. В пласте размещено на 17% проппанта меньше;
3. Масса загрузки гелевого агента на тонну проппанта меньше на 41%;
4. Объем геля, закаченного в пласт меньше на 56%.

Таблица 2.1 – Сравнение средних показателей по пенному ГРП со стандартной технологией на соседних скважинах

Параметры	Пенный ГРП (FoamFRAC)	ГРП на скважинах окружения	Разница, %
Объем проппанта в пласте, т.	75	90	17%
Концентрация проппанта на последней стадии, кг/м ³	880	1022	14%
Всего геля закачено, м ³	125	284	56%
Масса геля на тонну проппанта, кг/т.	7.0	11.8	41%
Нефтенасыщенная мощность, м.	12.0	13.2	9%

Работы по пенному ГРП были проведены в октябре 2010 года. Для примера, на рисунке 2.3 показана работа соседних скважин №Х, на которой проведен пенный ГРП, и № Х, на которой проведен стандартный ГРП. Как показывает динамика работы скважин, дебит нефти и жидкости на скважине № Х выше, рост дебитов связан со снижением забойного давления с 110атм. до 85атм., забойное давление в скважине № Х составляло 60атм [6].

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 2.3 – Динамика работы скважин с пенным(сплошные линии) и простым ГРП(прерывистые линии)

На рисунке 2.4 показана динамика работы скважин №№ Х (пенное ГРП), Х (стандартное ГРП), дебит нефти в скважине с пенным ГРП сопоставим со стандартной операцией, однако в случае с пенным ГРП забойное давление выше: скважина № Х – 100атм., Х – 60атм. То есть существует потенциал к увеличению дебита нефти [6].

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 2.4 – Динамика работы скважин с пенным(сплошные линии) и простым(прерывистые линии) ГРП

Таким образом, технология пенного ГРП показала бóльшую эффективность в сравнении со стандартными технологиями для условий ЮЛУ «П» месторождения.

Выводы по применению ГРП на ЮЛУ «П» месторождения:

- На всех добывающих скважинах проведены операции ГРП.
- Высокая эффективность ГРП объясняется благоприятными факторами для их проведения (наличие чисто нефтяной зона пласта, отсутствие водонасыщенных интервалов).

Интенсификация притока гидроразрывом по переходящему фонду скважин (рефраками) позволило дополнительно добыть 3312,1 тыс.т. нефти (около 5% от накопленной добычи нефти на всей ЮЛУ «П» месторождения).

Испытаны новые технологии проведения ГРП - пенное ГРП, которое показали свою перспективность.

Выбор кандидатов для повторного ГРП должен учитывать энергетическую обстановку [6] .

3. Критерии подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП

3.1. Сбор данных

Основополагающим шагом при подборе скважин кандидатов для проведения ГРП является сбор данных, так как для анализа поведения ГРП на скважине необходима история эксплуатации скважины за все время, потому что любое событие может повлиять на тип необходимого воздействия на пласт.

История добычи также может говорить о вероятности успеха проведения ГРП. Важные источники информации представлены в таблице 2 [7].

Таблица 3.1 – источники данных о пласте и скважине

Тип данных	Источники данных	Назначение данных
-литология -тип горных пород -пористость -проницаемость -напряжения горных пород -градиент разрыва -вдавливание проппанта в ГП	каротаж образцы керна опробование пласта исследование кривых восстановления давления отчеты о проведении ГРП в других скважинах ГИС диаграмма параметров бурения	Для определения: • типа воздействия • вероятной эффективности ГРП • максимального рабочего давления на поверхности • ухудшения проводимости трещины (разрушение проппанта или вдавливание в породу)
Состав пластовых флюидов	образцы керна опробование пласта каротаж	• для определения совместимости пластовых флюидов с рабочими жидкостями
Водонасыщенность	каротаж образцы керна	• для определения водонефтяного фактора, совместимости жидкостей и потенциального дебита скважины после ГРП
Пластовые аномалии или скин призабойной зоны пласта	исследование кривых восстановления давления (КВД) опробование пласта геологические карты/разрезы	• для определения типа воздействия
Пластовое давление	исследование КВД или методом понижения уровня	• для определения ожидаемой продуктивности • для расчета индекса продуктивности по сравнению с соседними скважинами

Данные по добыче	история добычи испытание скважины на приток	• для расчета индекса продуктивности PI • для определения кратности увеличения дебита • для определения извлекаемых запасов • для определения вероятности успеха • для установления вероятных проблем при дизайне и проведении ГРП
------------------	---	--

3.2. Информация о разработке пласта

Анализ разработки пласта включает в себя определение степени выработки запасов, увеличения продуктивности в результате ГРП, предполагаемого влияния на газовый фактор или водонефтяной фактор, геологии и свойств горных пород продуктивного интервала и прилегающих к нему пластов, влияния трещины на ближайшие скважины и обзор другой имеющейся информации[6].

Текущие условия эксплуатации скважины влияют на результат проведения каждого ГРП. Поэтому, наличие более полной информацией о пласте необходимо для выбора кандидатов для проведения ГРП. Некоторые параметры должны быть рассмотрены в обязательном порядке:

- высокие газонефтяной или водонефтяной факторы
- интерференция с соседними скважинами
- причина низкой продуктивности

Высокие газонефтяной или водонефтяной факторы

Система трещин, сообщающаяся с продуктивным интервалом, позволяет повысить продуктивность скважины. Так или иначе, если трещина затрагивает соседние интервалы (вторжение в водонасыщенную зону) или прорывается в газовую шапку, то вскоре вероятно возникновение проблем при добыче. Нежелательный рост трещины показан на рисунке 3.1.

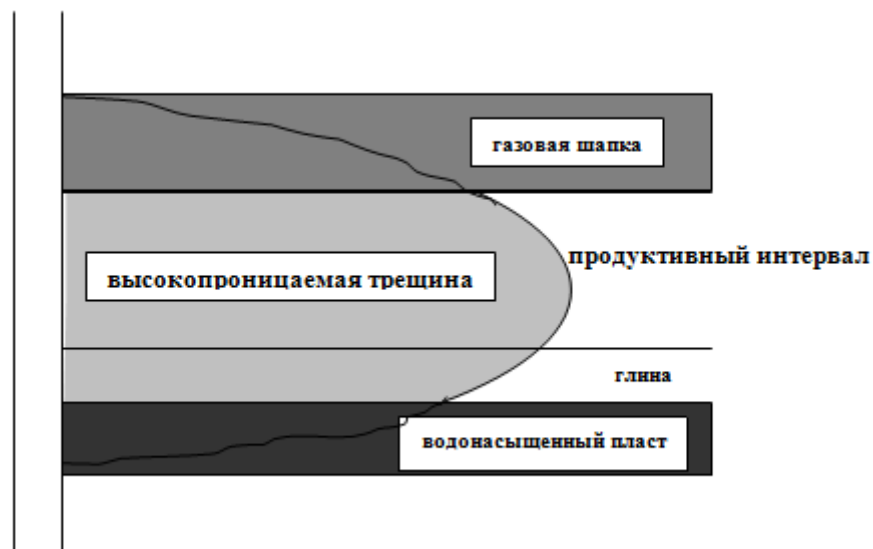


Рисунок 3.1 – Распространение трещины в газовую шапку или нижележащий водонасыщенный пласт

Как правило, если газовый фактор или обводненность высокие, после проведения ГРП они будут увеличиваться. После установления притока из нежелательных зон, как правило, невозможно изолировать дополнительную добычу воды или газа. Это очень важный момент, потому что высокая обводненность или раннее истощение газовой шапки может пагубно повлиять на дальнейшую добычу из пласта.

Интерференция скважин

Глубина проникновения трещины в пласт может повлиять на соседние скважины (в зависимости от их расположения). Это происходит, когда созданная трещина контактирует с системой трещин соседних скважин. Поэтому знание вероятного азимута образования трещины и определение объема воздействия важно, особенно на месторождениях, разбуренных по плотной сетке. По этой причине при выборе расстояния между скважинами нужно учитывать длину трещины и ее азимут для минимизации интерференции скважин и для увеличения коэффициента извлечения[7].

Причины низкой продуктивности

Очень важно при проведении ГРП на той или иной скважине исследовать причину ее низкой продуктивности. В основном причины

низкой продуктивности пласта являются:

- Плохая проницаемость
- Истощение
- Загрязнение

Плохая проницаемость пласта

Пропускная способность породы является главной функцией при передвижении нефти или газа к стволу скважины. Низкой, считается проницаемость, менее 1,0мД. Большинство пород с достаточным пластовым давлением, не могут обеспечить хорошие дебиты из-за низкой проницаемости. В данном случае ГРП является успешным методом для увеличения притока нефти и газа из низкопроницаемых коллекторов, трещина образовавшаяся в результате ГРП создает новые поровые каналы, площадь притока увеличивается и создается линейный приток к скважине.

Загрязнение пласта

Существует множество источников загрязнения призабойной зоны пласта добывающей скважины. Загрязнение служит причиной низкой продуктивности скважин из-за снижения проницаемости. На рисунке 3.3 изображена скважина с поврежденной проницаемостью призабойной зоны.

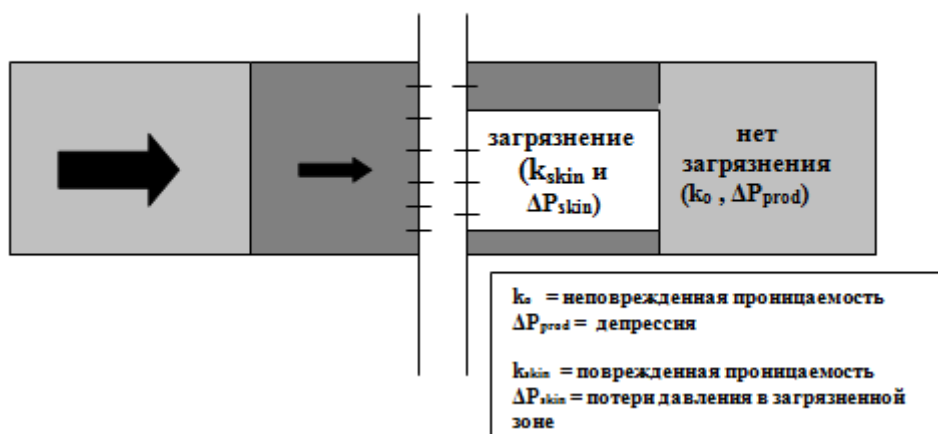


Рисунок 3.3 – Пример загрязнения призабойной зоны

Существуют следующие типы загрязнений призабойной зоны и

причины ухудшения проницаемости пласта:

- закупорка пор глинами и мелкими частицами
- закупорка перфорационных отверстий
- образование эмульсий
- эффекты относительной проницаемости
- отложения асфальтенов, парафинов и солей
- загрязнение пласта буровым раствором

Во многих случаях загрязнение призабойной зоны может быть удалено при помощи кислотной обработки. Такой тип воздействия предназначен для растворения загрязняющих пласт веществ при помощи кислоты и органических растворителей. Гидравлический разрыв пласта может быть использован при присутствии интенсивного загрязнения, которое не может быть эффективно удалено при помощи кислотной обработки. В таком случае создание трещины сводит к минимуму влияние поврежденной зоны на приток к скважине.

Истощение пласта

Уровень добычи углеводородов из пласта снижается с течением времени. В конечном счете, даже дебит лучших скважин падает до экономического предела. Воздействие на пласт путем ГРП обычно имеет ограниченный успех в частично истощенных резервуарах (в зависимости от степени истощенности), хотя и позволяет извлечь оставшиеся запасы в ускоренном темпе. Так как пластовое давление в таких скважинах низкое, добыча после ГРП (рабочих жидкостей из пласта) обычно занимает достаточно большой промежуток времени даже при использовании активированных жидкостей (насыщенных азотом или углекислым газом)[7].

3.3 Технико-технологический анализ

Так как операция ГРП проходит под большими скоростями закачки жидкости и рабочими давлениями, неисправное состояние оборудования

используемого при ГРП (наземного и подземного) а также техническое состояние эксплуатационной колонны могут послужить преждевременной остановке процесса. Если по какой либо причине оборудование не может выдерживать максимальную нагрузку необходимую для проведения операции, следует заменить его, либо ограничить нагрузку путем понижения рабочего давления, либо исключить возможность ГРП на данной скважине.

Первичная и восстановленная целостность цементного кольца

Для обеспечения закачки жидкости в продуктивный интервал необходимо наличие хорошего цементного кольца. В некоторых случаях рабочая жидкость, находящаяся под большим давлением, может мигрировать через заколонное пространство в другие интервалы. Когда качество цемента сомнительно, желательно провести акустический каротаж для проверки качества цемента. Температурный каротаж, проведенный во время бурения или заканчивания скважины, может служить источником информации, дающей координаты верхней границы цементного кольца.

Иногда необходимо проведение вторичного или исправительного цементирование для ликвидации возможности заколонных перетоков. Так как процесс цементирование обычно включает в себя закачку цемента через перфорационные отверстия, должны быть приняты меры предосторожности при проведении ГРП с большими рабочими давлениями. Когда это возможно, необходимо изолирование зацементированных участков с помощью пакера. Если зацементированная зона находится ниже продуктивного интервала, она может быть изолирована с помощью разбуриваемой пробки-моста или песчаной пробки. Если невозможно изолировать зацементированный интервал, необходимо провести опрессовку, чтобы удостовериться в его герметичности[7].

Состояние на месторождении в целом удовлетворительное.

Состояние колонн труб

Инженер, проектирующий ГРП, должен учитывать параметры и состояние колонн труб. Колонны труб имеют определенные пределы

текучести в зависимости от их размеров, веса (толщины стенок) и класса стали. Колонны труб в скважине должны выдерживать предполагаемые максимальные нагрузки на протяжении всей жизни скважины. Тем не менее, в высокодебитных скважинах, в которых при планировании конструкции скважины не учитывалась вероятность применения методов воздействия на пласт, высокие рабочие давления, необходимые для проведения ГРП, могут превысить допустимые значения. Поэтому необходимо проведение дополнительных мероприятий при планировании операции ГРП.

Скважины с критическим состоянием эксплуатационной колонны находятся в состоянии дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ, однако также высок процент скважин с заколонными перетоками, находящихся в эксплуатации. Что в свою очередь вызывает увеличение обводненности в добывающих скважинах и снижение эффективности закачки в нагнетательных

Влияние максимального рабочего давления

Способность создавать достаточное для ГРП давление имеет решающее значение для успеха операции. Колонны труб должны выдерживать максимальные рабочие давления. Для этого необходимо произвести расчет этих давлений для проведения опрессовки оборудования перед операцией. Если колонны труб не могут быть опрессованы на максимальные давления, то при проведении ГРП рабочие давления могут быть ограничены до допустимых значений. Если для создания эффективной трещины, закрепленной проппантом, необходимы высокие давления, то нужно произвести замену НКТ.

Давление в затрубном пространстве

При проведении ГРП обычно производят установку пакера для изоляции затрубного пространства, в котором рекомендуется поддерживать определенное давление. Создавая давление в затрубном пространстве во время проведения операции можно сразу определить отсутствие герметичности колонн труб, а также снизить перепад давлений на пакере.

4. Особенности подбора скважин кандидатов для проведения ГРП на объекте АБ12 «П» месторождения

На месторождении свыше 90% разведанных запасов находятся в пластах группы АБ. Промышленная нефтеносность представлена 11 пластами. В связи с тем, что основная добыча на данный момент приходится на пласты АБ10-АБ12, актуальной является задача по увеличению вырабатываемых запасов методами интенсификации добычи нефти (ГРП). Гидроразрыв пласта позволил ввести в разработку трудноизвлекаемые запасы сложного по геологическому строению месторождения.

Главной геологической особенностью пластов группы АБ является – высокая расчлененность, коэффициенты которой варьируются в среднем от 2 до 18, низкая проницаемость, невыдержанные многопластовые коллекторы.

Продуктивные пласты представлены коллекторами линзовидных песчаных тел.

Пласт АБ12

Песчанистость пласта 0,22(доли ед), расчлененность 18, средняя проницаемость 2мД, общая толщина пласта 198м, эффективная толщина пласта 20,9м.

Пласт АБ11

Средняя проницаемость по пласту составляет 12,8мД, расчлененность 9,5, песчанистость 0.47 (доли ед), общая толщина 64м, эффективная толщина пласта 13,8.

Пласт АБ10

Расчлененностьравна 7, песчанистость 0,507(доли ед.) средняя проницаемость по пласту 4,2мД, общая толщина 57,5м, эффективная толщина 8,3 [2] .

Большая расчлененность и малая доля эффективной толщины характеризует высокую степень прерывистости продуктивных пластов. Такая характеристика не позволяет надеяться на высокие коэффициенты извлечения нефти.

На месторождении широко распространен гидравлический разрыв пласта, как метод разработки сложных расчлененных и неоднородных пластов, характеризующихся высокой степенью прерывистости, чтобы обеспечить хорошую гидродинамическую связь между пластом и скважиной. В связи с плохими коллекторскими свойствами, на каждой новой скважине запущенной в эксплуатацию проводится операция ГРП. Повторный ГРП на действующем фонде также высокоэффективен, но прирост дебита при этом меньше, чем у ГРП на «новых» скважинах.

На основании имеющихся данных подробно будет рассмотрен пласт АБ12, с самыми низкими показателями фильтрационно-емкостных свойств. Число и эффективность проведенных ГРП на данном объекте существенно отстает.

Выделяются три основных этапа в процессе выбора скважин-кандидатов для проведения операции ГРП.

1. Необходимо уточнить текущие параметры работы скважины, предварительно рассчитать эффект от проведения операции, создать ранжированный список скважин-кандидатов:

- провести специальные исследования;
- подобрать планируемую компоновку оборудования и определить целевое забойное давление после операции ГРП;
- рассчитать эффект от операции относительно целевого забойного давления;
- распределить скважины-кандидаты по эффекту от операции;

2. Проанализировать текущее состояние разработки скважины-кандидата:

- Исключить из списка скважины исходя из геологических рисков проведения операции (близость к водонасыщенным или газонасыщенным горизонтам, наличие фронта нагнетаемой воды и т.д.);
- Оценить остаточные извлекаемые запасы, отбраковать из списка скважины с низкими показателями остаточных запасов.

3. Проанализировать и оценить техническое состояние скважины-кандидата а также всего оборудования (наземного и подземного) необходимого для проведения операции, (техничко-технологические риски):

- Проверка технического состояние эксплуатационной колонны а также погружного оборудования (герметичность НКТ, пакера);
- Определение интервала перфорации и влияние видов перфорации.

Непосредственно на основе приведенных данных ранжируется окончательный список скважин-кандидатов по эффекту от проведения ГРП, следующим шагом является оптимизация параметров ГРП исходя из списка.

Высокая расчлененность пласта АБ12 в совокупности с небольшой проницаемостью, делает его привлекательным для проведения гидроразрыва пласта.

Исходя из характерных особенностей геологического строения и схемы разработки пласта АБ12, можно выделить следующие критерии подбора скважин-кандидатов для проведения операции:

- Низкопроницаемые, крепко сцементированные твердые породы;
- Высокое пластовое давление, малая степень дренированности, большая остаточная нефтенасыщенность. Допустимый процент обводненности не должен превышать 70%;
- Исключить близлежащие очаги нагнетания, водонефтяной (газонефтяной) контур. Расстояние, предпочитаемое до ближайшего очага нагнетания более 100м;
- Продуктивная нефтенасыщенная часть пласта должна быть толщиной 2-16м.
- Если скважина вскрывает многопластовую залежь, либо пласт толщиной 16м и более необходимо проводить многократный или поинтервальный ГРП;
- Не приветствуются скважины с открытым забоем, т.к. ГРП в обсаженной и перфорированной скважине считается более благоприятным.

На данный момент основные критерии выбора скважины для проведения ГРП в Западной Сибири:

- Дебит по жидкости – до 10 /сут
- Толщина перфорирования не меньше 3м
- Процент обводненности не меньше 30%
- Остаточные запасы – не менее 70% от начальных запасов.

Практика показывает что эффект от проведенных ГРП на объекте АБ12 постепенно снижается, длится от 10 до 12 месяцев, это говорит о том, что в последующем возможна попытка повторного воздействия на пласт.

Методология подбора скважин кандидатов для ГРП на действующем фонде месторождения(повторное ГРП):

- Не достижение запланированной геометрии трещины;
- Не охваченные зоны при первой стимуляции;
- Не оптимальные размеры трещины при первом ГРП (короткие и широкие);
- Потеря продуктивности скважины по скин-фактору(загрязнение трещины, разрушение и вдавливание проппанта);
- Вынос проппанта из призабойной зоны;
- Старая технология при первом ГРП («тяжелые» гели, мелкие фракции проппанта).

Изменение геометрии трещины при повторном ГРП достигается за счет(рис.4.1).:

1. Исползования жидкости с меньшей загрузкой гелланта;
2. С большей загрузкой проппанта.

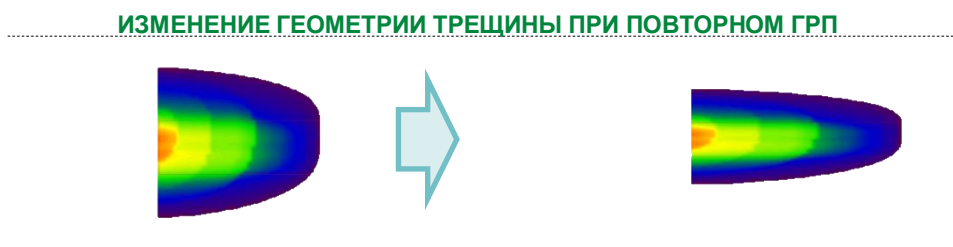


Рисунок 4.1 – изменение геометрии трещины при повторном ГРП

В основном предпочтения для выбора скважин кандидатов для проведения ГРП отдается скважинам на действующем фонде со средними и высокими дебитами(от 40т/сут). Так как они при тех же самых затратах приносят больший прирост дополнительной добычи нежели новые разбуренные скважины.

Эксплуатация скважин на Южном лицензионном участке «П» месторождения без проведения в них ГРП практически не возможна. Операции по гидроразрыву пласта осуществляются перед вводом скважины в эксплуатацию. Однако как по геологическим, так и по технологическим причинам иногда требуются повторные ГРП, необходимость которых определяется после некоторого времени эксплуатации скважин. Повторное проведение ГРП необходимо, если дебиты жидкости существенно снижаются при исправной работе глубинно-насосного оборудования на фоне достаточно высоких пластовых давлений, а гидродинамические исследования на неустановившихся режимах подтверждают наличие высокого скин-фактора. При недостаточной гидродинамической связи между скважинами добывающего и нагнетательного ряда также требуется проведение повторных ГРП (ГРП на переходящем фонде).

Для выравнивания степени выработки запасов по пласту АБ12 требуется дальнейшее повышение степени разбуренности, формирование и усовершенствование систем ППД(циклическое заводнение, ВПП), применение новых технологий ГРП (ГС с МСГРП, Супер-ГРП)

5. Рекомендации по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов

5.1. Бурение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП(ГС+МСГРП).

Одним из методов повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа является бурение многозабойных скважин. Особенно актуальна данная технология для пластов-коллекторов, бурение наклонно направленных скважин на которые не оправдано вследствие нерентабельных дебитов нефти и невысокой плотности извлекаемых запасов на скважину. Бурение многозабойной горизонтальной скважины позволяет увеличить степень охвата пласта-коллектора, обеспечивая рост дебита нефти, а также сократить капитальные вложения за счет бурения меньшего числа скважин[5].

Учитывая современное развитие технологий заканчивания скважин невозможно не обратить внимание на горизонтальные скважины с многостадийными ГРП (ГС+МСГРП). Суть технологии заключается в проведении посекционных ГРП на горизонтальном участке ГС. Для примера на рисунке 5.1 показана компоновка для осуществления ГС МСГРП.

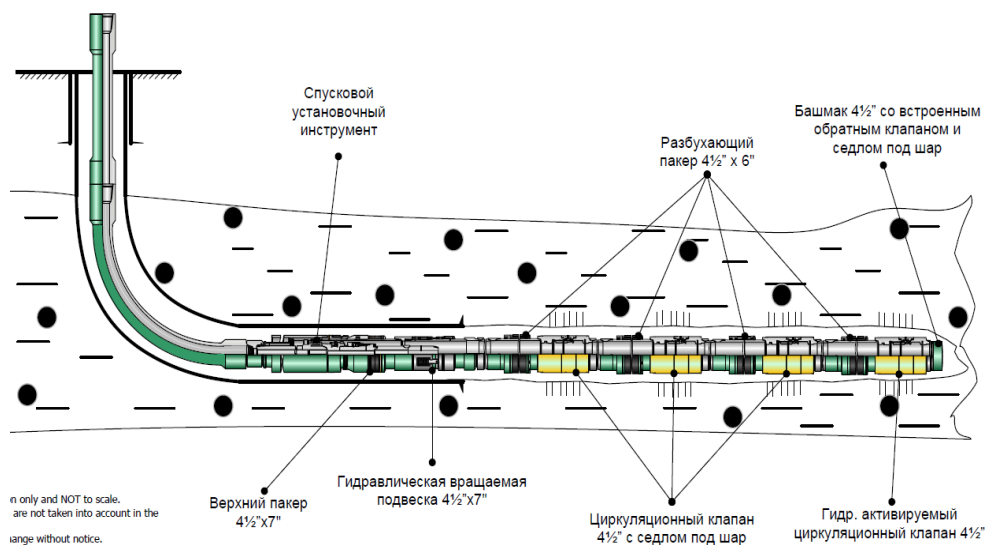


Рисунок 5.1 – Конструкция ГС МСГРП по технологии Smith

Секций ГРП может быть несколько в зависимости от длины горизонтального участка и геологических условий. Несомненными преимуществами ГС МСГРП являются существенное увеличение площади фильтрации и возможность стабильной работы в высоко расчленённых продуктивных пластах.

Бурение горизонтальных скважин на ЮЛУ «П» месторождения осуществлялись на пласт АБ10, который характеризуется относительно более благоприятными геолого-физическими условиями: меньшей расчлененностью, более высокой проницаемостью коллекторов. Всего было пробурено три скважины, во всех проведены традиционные операции ГРП[1].

Скважина № X

Накопленная добыча нефти скважины № X по состоянию на 01.01.2013 г. 76,3 тыс. т. нефти и 85,5 тыс. т. жидкости. Сравнение с показателями работы соседних добывающих скважин приведено на рисунке 5.2,5.3 и в таблице – 5.1.

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 5.2 – Карты текущих (слева) и накопленных (справа) отборов по состоянию на 01.01.2013 года. Скважина X

Таблица 5.1 – Показатели работы скважин X, X, X.

№ скв.	Эфф.нн. толщина, м	Стартовые среднемесячные показатели			Текущие среднемесячные показатели			Накопленные показатели	
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв., %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв., %	Нефть, тыс.т.	Жидкость, тыс.
X	12,5	23,9	26,3	9	70,1	102,3	31,4	76,3	85,5
X	14,3	60,5	80,0	24	42,1	155,5	72,9	148,6	193,6
X	18,9	38,5	43,2	11	78,9	115,0	31,4	108,6	120,1

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 5.3 – Динамика дебита нефти скважин №№ X, X, X.

Скважина № X

Накопленная добыча нефти скважины № X по состоянию на 01.01.2013 г. 60,1тыс.т. нефти и 65,7тыс.т. жидкости. Сравнение с показателями работы соседних добывающих скважин приведено на рисунке 5.4 и в таблице 5.2.

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 5.4 – Динамика дебита нефти скважин №№ X,X,X

Таблица 5.2 – Показатели работы скважин X.

№ скв.	Эфф.нн. толщина, м	Стартовые среднемесячные показатели			Текущие среднемесячные показатели			Накопленные показатели	
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв., %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв., %	Нефть, тыс.т.	Жидкость, тыс.
X	8,0	68,8	72,3	5	15,8	21,4	25,8	60,1	65,7
X	7,2	30,0	31,7	5	8,6	9,0	3,5	37,9	39,6
X	23,9	59,7	63,6	11	23,8	51,0	53,3	86,7	102,9

Скважина № X

Накопленная добыча нефти скважины №X по состоянию на 01.01.2013г. 103,9тыс.т. нефти и 135,6тыс.т. жидкости. Сравнение с показателями работы соседних добывающих скважин приведено на рисунке 5.5 и в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Показатели работы скважин X

№ скв.	Эфф.нн. толщина, м	Стартовые среднемесячные показатели			Текущие среднемесячные показатели			Накопленные показатели	
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв., %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обв., %	Нефть, тыс.т.	Жидкость, тыс.
X	20,0	62,3	63,4	2	82,2	111,1	26,0	103,9	135,6
X	14,4	106,4	112,3	5	86,0	98,8	13,0	141,6	152,6
X	25,6	48,8	62,2	22	202	282,9	28,6	99,1	118,5
X	16,0	163,3	170,1	4	168,9	71,8	57,5	140	181,6

Изъято, т.к. является коммерческой тайной

Рисунок 5.5 – Динамика дебита нефти скважин №№ X,X,X.

Характер работы горизонтальных скважин без многостадийных ГРП Х, Х, Х не отличается от работы окружающих добывающих скважин. Можно утверждать, что приток к скважине осуществляется по трещине ГРП, характеристика которой определяет продуктивность скважины. Наклонно-направленные скважины для условий совместной разработки нескольких пластов, объединенных в один эксплуатационный объект, имеют преимущество перед обычными горизонтальными скважинами по стоимости и времени строительства скважин, возможности качественного проведения комплекса ГИС, проведения направленного гидроразрыва на каждый пласт.

По состоянию на 01.01.2013 г. на месторождении пробурено семь горизонтальных скважины, из них три скважины (скв. 2007 года) по обычной технологии с традиционным ГРП и четыре скважины (скв. 2012 г.) с проведением многостадийных ГРП (ГС МСГРП)[2].

Скважины ГС МСГРП характеризуются значительно более высокими показателями эксплуатации. ГС МСГРП пробурены с применением методов современной геонавигации. На горизонтальных участках по пять секций ГРП. Работы выполнены при строжайшем контроле.

Системы разработки с применением ГС МСГРП рекомендуются к рассмотрению на участках ОПР ЮЛУ «П» месторождения.

5.2.Нестационарное заводнение

На сегодняшний день организация системы ППД является основным условием успешности и полноты выработки продуктивных пластов нефтяных месторождений. Как известно при благоприятных геолого-физических условиях заводнение нефтяных залежей может обеспечить нефтеотдачу до 60-65%. Однако полнота охвата пластов и конечная их нефтеотдача резко снижается при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов [4].

В сильно неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к нефтяным скважинам по высокопроницаемым прослоям и зонам, оставляя не вытесненной нефть из слабопроницаемых слоёв, участков зон и пр. Таким образом, снижение эффективности системы ППД проявляется по двум основным направлениям:

- преждевременный прорыв закачиваемых вод к реагирующим скважинам;
- повышенный темп роста обводнённости .

Применение методики циклического заводнения позволяет заметно снизить влияние этих негативных факторов, и за счёт создания в пластах упругого режима фильтрации со сменой направления фильтрационных потоков вовлечению в более полную разработку запасов нефти что в конечном счёте приводит не только к увеличению нефтеизвлечения но и к снижению объемов попутно добываемой воды.

Основными геологическими и технологическими критериями определяющими эффективность применения технологии ЦЗП являются:

Геологические критерии

- наличие слоисто-неоднородных пластов с хорошей гидродинамической связью между пропластками;
- наличие гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами;
- достаточно высокие остаточные запасы нефти;
- площадное сочетание высоко и низко-продуктивных коллекторов, что имеет следствием неравномерную выработку запасов при стационарной системе заводнения;
- средняя и высокая текущая обводнённость основной части реагирующего фонда скважин;
- уровень текущего пластового давления равный начальному или превышающий его;

Технологические критерии:

- возможность регулирования режимов работы скважин, что в том числе подразумевает и доступность скважин;
- большой реагирующий фонд.

Гидродинамические методы, включающие в себя нестационарное заводнение, внедряются в центральных частях ЮЛУ – район кустов X, X с 2012 года. Эффект пока не прослеживается. Для полноценной оценки эффективности необходимо продолжить внедрение метода [2].

5.3. Эффективность оптимизации режимов работы глубиннонасосного оборудования

Оптимизация режимов работы скважинного подразумевает смену насосов, изменение глубины их спуска и увеличения депрессии на пласт. При увеличении депрессии на пласт в работу дополнительно вовлекаются низкопроницаемые прослой продуктивных пластов. ЮЛУ «П» месторождения в силу геологических особенностей залежей характеризуется высокими темпами падения дебитов за счет падения пластового давления. С другой стороны, в условиях динамично развивающейся системы ППД важным вопросом при разработке становится оптимизация работы глубиннонасосного оборудования.

Работы по оптимизации подземного оборудования ведутся с 2002 г. Всего проведено 198 операций. В 2012 году на ЮЛУ «П» месторождения было проведено 67 мероприятий по оптимизации оборудования, дополнительная добыча составила 187 тыс. т. нефти [1].

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Материал изъят, так как является коммерческой тайной

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Производственная безопасность

Проведение гидравлического разрыва пласта осуществляется на объектах нефтегазодобычи, которые наравне с объектами нефтепереработки и сбытовых предприятий, относятся к категории повышенной опасности, как носители опасных и вредных факторов. В ходе работы, выполняющая групп бригада может подвергаться воздействию опасных и вредных производственных факторов, основные из них представлены в таблице 6.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при проведении гидравлического разрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) монтаж оборудования и техники; 2) считывание информации с электронных приборов; 3) закрытие/открытие и смена режимов работы скважины; 4) отбор проб нефти, газа и конденсата.	1. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 2. Повышенная или пониженная температура и влажность воздуха рабочей зоны 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Превышение уровней шума и вибрации.	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях оборудования; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4. Образование воспламеняющейся смеси.	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ [1] ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ [2] ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [3] ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ [4] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [5] ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [6] ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [7] СП 52.13330.2011 [14]

В рамках данной работы рассматриваются современные методы интенсификации притока жидкости к скважине, позволяющие существенно сократить время, затрачиваемое на их проведение. Сокращение времени проведения методов интенсификации в свою очередь приводит к сокращению негативного воздействия на работника и окружающую среду.

7.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

1) Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Наибольший вред при проведении гидравлического разрыва пласта оказывают химические вещества, встречающиеся в виде примесей природных газов или используемые на промысле. Так в процессе проведения гидроразрыва и отбора проб возможен выброс большого количества природного газа и сопутствующих веществ. Одновременно с этим зачастую приходится производить закачку химических реагентов для предотвращения процессов, влияющих на результат проведения грп. Все эти вещества оказывают разное влияние на организм человека и имеют свои предельно допустимые концентрации (ПДК). В таблице 5.2 объединены вещества, встречающиеся наиболее часто при поведении грп газовых и газоконденсатных месторождений.

Таблица 7.2 – Описание вредных веществ и их воздействия на человека

Описание вещества	Влияние на человека	ПДК, мг/м ³ [14,15]
Сероводород (H ₂ S) – бесцветный термически неустойчивый, ядовитый газ с неприятным запахом, ощущается даже при незначительных концентрациях (1:1000000).	Является сильным, нервным ядом, который может вызвать остановку дыхания и привести к смерти. Оказывает раздражающее воздействие на глаза и дыхательные пути. Вызывает экзему и покраснение при попадании на кожу в растворенном виде. Головные боли, тошнота, раздражение слизистых оболочек глаза и зева, усталость и металлический вкус во рту наблюдается при концентрации 200–280 мг/м ³ . Опасное отравление имеет место при	10
	концентрации сероводорода 750 мг/м ³ в течение 15–20 мин. Практически мгновенная смерть может наступить при 1000 мг/м ³ .	
Сернистый ангидрид (SO ₂ , сернистый газ, двуокись серы) – бесцветный газ с острым запахом. Водный раствор является кислотой.	Раздражающее воздействие сернистый газ имеет на слизистые оболочки глаз и дыхательных путей. Высокие концентрации могут приводить к воспалению слизистых, при этом наблюдается носовое кровотечение, боль и жжение в груди, слезотечение и кашель. Смерть, предположительно, вызывается удушьем, вызванным спазмом голосовой щели. Концентрация сернистого газа 3 мг/м ³ вызывает ощутимый запах. Увеличение концентрации приводит к ухудшению симптомов: 20–30 мг/м ³ – раздражения горла, 50 мг/м ³ – раздражения глаз, 60 мг/м ³ – появляется кашель или сильное чихание. При этом концентрацию сернистого газа 120 мг/м ³ человек может выдержать в течение трех минут, 300 мг/м ³ – только две минуты.	10

Продолжение таблицы 7.1.2

Низкомолекулярные меркаптаны (RSH) – бесцветный газ, который вызывает резкий, неприятный запах уже при малых концентрациях, напоминающий запах гнилой капусты.	Высокие концентрации могут привести к судорожным действия, появлению белка в моче и крови, диарее и рвоте.	0,8 –CH ₃ SH; 2 – C ₂ H ₅ SH
Диоксид углерода (CO ₂) – угольный ангидрид, бесцветный газ кисловатого вкуса и запаха. Скапливается в низких непроветриваемых местах.	Обладает наркотическим воздействием на человека. При определенных концентрациях вызывает раздражение слизистых оболочек и кожи. Большие концентрации угнетают дыхательный центр, малые – возбуждают. Содержание в воздухе более 2,5 % вызывает	9000 /27000*
	повышенное давление, раздражение дыхательных органов и головную боль. При содержании более 5 % наблюдаются нарушение зрения, психическое возбуждение, потливость и изменение температуры тела, а также рвота и шум в ушах.	
Сероуглерод (CS ₂) – бесцветная жидкость, продукты разложения которой имеют желтоватый цвет и неприятный запах.	Является сильным ядом, приводящим к остановке дыхания и вследствие этого смерти. Сильная боль в голове проявляется при превышении концентрации 1000 мг/м ³ . Еще большие концентрации приводят к расстройствам чувствительности, двигательным нарушениям, боли в горле и немоте, головокружению, ощущению озноба. Если концентрация в воздухе превышает 10000 мг/м ³ , то человек может потерять сознание от после нескольких вдохов.	3 /10

Продолжение таблицы 7.2

Метанол (CH_3OH) – метиловый спирт, древесный спирт – бесцветная легкоподвижная летучая горючая жидкость с запахом, подобным запаху этилового спирта.	Сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы человека, с резко выраженным кумулятивным действием, то есть способностью накапливаться в организме. Прием внутрь 5–10 мл приводит к тяжелому отравлению, а 30 мл и более – к смертельному исходу.	5 / 15
Метан (CH_4) – болотный, или рудничный, газ – бесцветный газ без запаха. Основной компонент природных (77 % – 99 % по объему) и попутных нефтяных (31 % – 90 %) газов.	Значительное увеличение концентрации метана в воздухе бывает причиной удушья (например, концентрации метана 43 % со ответствует 12 % O_2). При содержании в воздухе до 5 % – 6 % метан горит около источника тепла (температура воспламенения 650–750 °C), от 5 % – 6 % до 14 % – 16 % взрывается, свыше 16 % – может гореть при притоке кислорода извне; снижение при этом концентрации метана может привести к взрыву.	300

К средствам индивидуальной защиты относятся специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз). Вместе с сумкой от противогаза прилагается в обязательном порядке бирка с именем работника и паспорт противогаза, а на противогазе должен быть штамп о его исправности и сроке следующего испытания.

2) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работы по увеличению притока жидкости к скважинам, предполагают нахождение рабочих на открытом воздухе с связи с необходимостью контроля за состоянием скважины, оборудования и непосредственно процессом исследования. Метеоусловия рабочей среды могут оказывать

негативное воздействие на характер работы и процесс теплообмена. Человек, длительное время находящийся в неблагоприятных метеоусловиях, может почувствовать слабость, понизить производительность труда или заболеть.

Быстрая утомляемость, вызванная высокой температурой, может вызывать перегрев организма, профессиональные заболевания или тепловой удар. В свою очередь при низких температурах может произойти переохлаждение организма, что приводит к простудным заболеваниям и обморожениям.

Процессы перегревания организма при высоких температурах воздуха и переохлаждения организма при низких температурах усиливаются влиянием повышенной относительной влажности. В то же время при низкой влажности происходит пересыхание слизистых оболочек глаз и дыхательных путей работающего.

На процесс теплоотдачи организма значительно влияет подвижность воздуха. При высоких температурах это имеет положительный эффект, однако ухудшает ситуацию при низких температурах. При ветре в диапазоне скоростей 5-10 м/сек затрудняется дыхание, свыше 10 м/сек нарушается нормальное дыхание, при 15 м/сек исчезает фаза покоя между вдохом и выдохом. Велико и механическое воздействие ветра на человека: при скорости 11 м/сек давление воздуха на 1 м² равно 15,3 кг, а при 17 м/сек – 34,4 кг.

К средствам коллективной защиты от неблагоприятных метеорологических условий относят: оградительные устройства (толстые стены, двойные окна, двери и т.п.), автоматизацию контроля за производственными процессами, термоизоляцию, введение технологий, обеспечивающих дистанционное управление.

В качестве средств индивидуальной защиты от низких температур работники получают спецодежду согласно ГОСТ 29335-92 «Костюмы мужские для защиты от пониженных температур».

3) Недостаточная освещенность рабочей зоны

При недостаточном освещении рабочей зоны у работника проявляется повышенная утомляемость, развивается близорукость и становится более затруднительным проведение длительных работ. Также низкий уровень освещенности вызывает общее недомогание и сонливость. Помимо этого, в таких условиях может развиваться чувство тревоги. При длительном пребывании в плохо освещенной рабочей зоне у работника могут возникать проблемы с обменом веществ и скоростью реакции. интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности[16].

И наоборот, слишком яркое освещение, нарушая механизм вечернего и ночного зрения, приводит к снижению работоспособности, излишней возбужденности нервной системы, понижению зрительных функций. Кроме этого, яркий свет может ослепить работника во время выполнения его обязанностей, что может сопровождаться фотоожогом глаз, кератитом, катарактой и подобными нарушениями.

Соблюдение следующих требований определяет производственное освещение как рациональное:

- достаточная равномерности распределения светового потока на рабочих поверхностях;
- глаз работника не должен испытывать слепящего действия;
- глаз без напряжения должен отчетливо различать нужные предметы.

В газодобывающей промышленности освещение зданий, помещений, сооружений, устройств и оборудования обязано удовлетворять правилам пожаро- и взрывобезопасность.

Таблица 7.3 – Нормы электрического освещения для производственных объектов [16]

Наименование объекта	Общая минимальная освещенность, лк
Рабочие места при проведении ГРП:	
— устье скважины	26
— лебедка	75
— подъемная мачта	2
— люлька верхнего рабочего	15
— приемные мостки	10
— таль-блок	30
Шкалы контрольно-измерительных приборов в помещениях и наружных установках	50
Нефтяные трапы, газовые сепараторы и т.п.	20
Место замера уровня и управления задвижками	2
Нефтеналивные и сливные эстакады	5
Лаборатории	75
Стоянки автомашин	10

Равномерность освещения рабочих помещений достигается таким размещением светильников, при котором не создаются падающие тени от работающего и от расположенного вблизи оборудования. Если по условиям работы тени нельзя устранить, то освещенность в тени должна соответствовать нормам освещенности[20]. Избежать теней можно правильной подвеской и распределением светильников. При общем освещении каждое место работы для сглаживания теней должно освещаться несколькими светильниками. К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относят: источники света (лампы накаливания и газоразрядные лампы), осветительные приборы (светильники, проекторы), световые проемы и окна, светозащитные устройства, светофильтры.

4) Повышенный уровень шума и вибрации

Шум, также как и вибрация, является «загрязнителем» окружающей среды. Шумом называется комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящий за пределы звукового комфорта.

Отрицательное действие шума на организм человека в наибольшей степени сказывается на органах слуха и центральной нервной системе. Даже незначительный шум (50-60 дБА) создает значительную нагрузку на нервную систему, воздействует на нее психологически. Отсутствие необходимой тишины, особенно в ночное время, приводит к преждевременной усталости, а иногда и к заболеваниям. Длительное воздействие сильного шума (более 80 дБА) вызывает общее утомление, снижает слуховую чувствительность, может привести к профессиональной тугоухости и даже к шумовой травме (при уровнях более 120 дБА). При этом у пострадавших отмечаются головокружение, шум и боль в ушах, может лопнуть барабанная перепонка[18].

Однако производственный шум негативно влияет не только на органы слуха. При уровне шума более 90 дБА наблюдается повышение давления, головокружение и боли в голове, изменения ритма сердцебиения и дыхания, снижение остроты зрения. Его действие может приводить к замедлению скорости реакций и ослаблению внимания. Такие изменения в условиях газодобывающего промысла увеличивают риск возникновения чрезвычайных ситуаций. Также имеет место рост заболеваемости персонала, снижение производительности и трудоспособности.

Таблица 7.4 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (СанПин 2.2.2 3359-16.)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБа
	31,5	53	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Таблица 7.5 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.012-90)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-

Вибрация вызывает в организме человека многочисленные реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Под воздействием вибрации происходят изменения в периферической и центральной нервной системах, сердечно-сосудистой системе, опорно-двигательном аппарате. Вредное воздействие вибрации выражается в виде повышенного утомления, головной боли, болях в суставах костей и пальцах рук, повышенной раздражительности, нарушении координации движения. В отдельных случаях длительное воздействие интенсивных вибраций приводит к развитию «вибрационной болезни», ведущей к частичной или полной потере трудоспособности.

К коллективным средствам защиты от шума и вибрации относят устройства: звукоизолирующие, звукопоглощающие, глушители шума, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие.

7.1.2 Анализ опасных факторов производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

1) Движущиеся машины и механизмы

Под механическим травмированием человека понимают повреждения кожных покровов, мышц, костей, сухожилий, позвоночника, глаз, головы и других частей тела. Все источники механического травмирования можно разделить на реально и потенциально опасные. В условиях проведения гидроразрыва пласта, к реально опасным источникам относят движущиеся гусеничный транспортёр-тягач, тягач с лебедкой, передвижная лаборатория, а также части буровой установки и приборы при спуско-подъемных операциях. Помимо этого, к ним относят острые кромки и выступы на различных частях оборудования и различные вращающиеся детали. К потенциально опасным источникам относят устье скважины, газопровод, газовые баллоны, так как при нарушении правил их эксплуатации может произойти их разрушение (взрыв). А также, при несоответствии требованиям безопасности, площадки обслуживания оборудования на высоте.

К средствам коллективной защиты относят ограждения, защитные сетки, знаки безопасности, устройства автоматического контроля и сигнализации, предохранительные и тормозные устройства. К средствам индивидуальной защиты от механического травмирования относят специальную одежду, специальную обувь, средства защиты рук, головы, глаз, лица и предохранительные пояса. В свою очередь данные средства защиты включают в себя большое число подвидов (подгрупп). Деление производится по назначению (от ударов, порезов, проколов и т. д.).

2) Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от опасного и вредного воздействия электрического тока, электрической дуги

электромагнитного поля и статического электричества. В случае контакта кожного покрова с частями установки, проводящими ток или контакта с металлическими частями оборудования, у которого нарушена электроизоляция, в результате чего происходит замыкание на корпус, человек получает электротравму. Условия работ по интенсификации притока жидкости согласно ГОСТ 12.1.013–78 по степени электробезопасности относятся к условиям с повышенной опасностью поражения людей электрическим током[20].

Защитные меры в электроустановках: защитное заземление (зануление), электрическое разделение сети, применение малых напряжений, усиленная или многослойная изоляция, применение электротехнических защитных средств и защитное отключение.

В процессе интенсификации притока жидкости, операторы часто сталкиваются с оборудованием, работающим от электричества (станции управления насосными установками, сварочные агрегаты и др.).

В трассовых условиях, как правило, источники питания электроэнергией – передвижные электростанции трехфазного переменного тока промышленной частоты. На полустационарных объектах (трубосварочные базы, жилые полевые городки) электроснабжение может осуществляться от ЛЭП 6-10 кВ через понизительные трансформаторы (подстанции). При этом основной способ обеспечения электробезопасности – защитное заземление или зануление, которому подлежат металлические части электроустановок, доступные для прикосновения человека и не имеющие других видов защиты[20].

Правила безопасности при работе с токами высокого напряжения нормируются ПЭУ, СН 102-65, а также ГОСТ 12.4.011-75. При обслуживании электроприводов персонал снабжается индивидуальными средствами защиты (резиновые перчатки).

3) Пожаробезопасность

При проведении работ по интенсификации притока жидкости присутствует риск возникновения пожаров. Пожары наносят огромный материальный ущерб и в ряде случаев сопровождаются гибелью людей.

Устьевое оборудование скважины, площадка ее расположения и прилегающая территория должны содержаться в чистоте и порядке. Не разрешается складирование (хранение) сгораемых материалов, разведение огня и выжигание травы. В соответствии с действующими нормами во время проведения грп должны быть в наличии первичные средства пожаротушения и вывешены таблички с указанием их местонахождения. Не разрешается применять для освещения источники открытого огня. В пределах прилегающей к скважине территории не допускается движение транспорта без искрогасителей. Используемый при исследовании скважины инструмент должен быть изготовлен из материалов, не дающих искр[19].

Монтаж и эксплуатация на исследуемой скважине приборов КИПиА должны отвечать требованиям противопожарных правил и инструкций, а также требованиям технической документации. Не разрешается при проведении гидроразрыва пласта использовать оборудование и установки с неисправностями.

Отогревать замерзшую аппаратуру, арматуру, трубопроводы, задвижки разрешается только паром или горячей водой. Не разрешается использование для этих целей любых способов с применением открытого огня. Инструмент и материалы, не имеющие непосредственного отношения к работам по интенсификации притока жидкости, должны быть убраны от устья скважины.

7.2 Экологическая безопасность

При эксплуатации месторождений, проведении гидравлического разрыва пласта скважин в основу всех технологических процессов заложены

мероприятия по охране недр и окружающей среды. Целью таких мероприятий является увеличение объема извлекаемых запасов, более полное использование горючих ископаемых, создание безаварийности производства и обеспечение высокой эффективности. Задание, в котором указываются меры по обеспечению безаварийности и безопасности, утверждают главные геолог и инженер добывающего предприятия. Все работы по интенсификации притока жидкости ведутся по данному заданию. Подготовка и проведение исследовательских работ осуществляется в соответствии с техническими инструкциями и отраслевыми стандартами. Ответственность и обязанности руководителей, инженеров, специалистов и работников определяет особое положение, действующее в газовой промышленности. К нарушителям могут быть применены разные формы ответственности: от дисциплинарной до уголовной.

В соответствии с требованиями Федерального закона [22] при проведении гидравлического разрыва пласта должны планироваться и выполняться природоохранные мероприятия, снижающие негативное воздействие на окружающую среду.

Выполнение мероприятий по охране окружающей природной среды обеспечивает соответствующее структурное подразделение добывающей организации либо специализированная сторонняя организация. Контроль за соблюдением природоохранных мероприятий осуществляет отдел экологии (экологическая служба) организации.

При осуществлении природоохранных мероприятий должны учитываться специфические особенности процесса интенсификации притока жидкости. Технические средства и технологии должны учитывать природно-климатические условия района ведения работ и быть направлены на исключение загрязнения или сведение его к минимуму.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду должны предусматриваться следующие типовые мероприятия:

- по охране атмосферного воздуха:

а) исключение выбросов продуктов исследования скважин в атмосферный воздух;

б) использование технологий и оборудования при гидравлическом разрыве пласта, снижающих выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

– по охране водных объектов:

а) исключение сброса сточных и загрязненных вод, а также технологических жидкостей в водные объекты;

б) применение технологий и оборудования для исследования скважин, снижающих объемы водопотребления (водоотведения), а также объемы и состав загрязняющих веществ в сточных водах;

– по охране почв, грунтов, ландшафтов:

а) исключение загрязнения почв, грунтов, ландшафтов, нарушения растительного покрова;

б) рекультивация нарушенных участков почв, грунтов, ландшафтов.

Мероприятия по охране окружающей среды при исследовании конкретной скважины или скважин следует предусмотреть в плане (программе) исследования скважины (скважин).

Природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям действующего федерального законодательства, нормативных правовых актов соответствующего субъекта Федерации и других регламентирующих документов.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Оператор при обнаружении загазованности рабочего места обязан немедленно проверить, не превышает ли она допустимые нормы. В случае повышения допустимых норм загазованности необходимо принять меры предосторожности, разместить знаки, которые предупреждают о запрете курения, проезда или разведение огня, а затем сообщить об этом буровому мастеру или мастеру по добыче нефти и газа.

При замерзании линий или задвижек и образования в них гидратных пробок в процессе гидравлического разрыва пласта их следует отогревать горячей водой или паром. Применение открытого огня для отогрева задвижек и линий, а также применение ломов и других предметов для расхаживания задвижек запрещается.

Всякие работы по пробивке пробок в насосно-компрессорных трубах грузом, присоединенным к проволоке, запрещаются.

В случае обнаружения неисправности, которая может вызвать аварию, необходимо немедленно известить руководителя работ. Своевременно замеченная неисправность оборудования позволяет провести его ремонт или замену, что позволяет предотвратить возникновение аварийной ситуации.

Наиболее типичными ЧС являются пожары. В случае возникновения пожара необходимо:

- прекратить все технологические операции;
- сообщить о пожаре;
- отключить электроэнергию;
- принять меры к удалению людей из опасной зоны;
- умело и быстро выполнять обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий;
- изолировать очаг пожара от окружающего воздуха;
- горящие объемы заполнить негорючими газами или паром;

- принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь и сообщить непосредственному руководителю о несчастном случае.

При необходимости вызвать скорую помощь или отправить пострадавшего в учреждения здравоохранения.

По возможности сохранить обстановку на месте несчастного случая до начала расследования, за исключением случаев, когда необходимо вести работы по ликвидации аварии и сохранению жизни и здоровья людей.

7.4 Правовые вопросы и организационные мероприятия обеспечения безопасности

Знание и соблюдение трудового и гражданского кодекса, а также налогового законодательства Российской Федерации является важной обязанностью технолога предприятия. При этом работу вахтовым методом строго регламентируют статьи 297-302 главы 47 трудового кодекса Российской Федерации. В федеральных государственных учреждениях и органах порядок выплаты и размер надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Лица до 18 лет, к проведению гидравлического разрыва пласта не допускаются. Выполнение работ по интенсификации притока жидкости следует проводить лицам, прошедшим обучение и проверку знаний в соответствии с требованиями правил охраны труда, пожарной, промышленной и противобомбовой безопасности.

Гидроразрыв пласта проводится по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом добывающей организации. В плане указывается допустимый предел снижения давления, гарантирующий отсутствие возможности смятия эксплуатационной колонны, с указанием мероприятий по безопасности; гидроразрыв пласта следует проводить под руководством ответственного инженерно-технического работника и с соблюдением действующих инструкций. Находиться посторонним лицам в рабочей зоне разрешается только с согласия администрации объекта или руководителя работ. Продувку скважины следует проводить через прочно закрепленную продувочную линию со штуцером и при полностью открытых задвижках на выкидной линии. Продувка и измерения проводятся только с использованием крайних задвижек. Задвижки при этом открываются полностью. В период смены диафрагм задвижку необходимо закрыть на измерительной линии. На продувочной линии, параллельно с этим, требуется полностью открыть задвижку. Всех работников, кроме осуществляющих манипуляции с задвижками, перед открытием задвижки требуется удалить от устья скважины, измерительной и продувочной линии на безопасное расстояние. Только после того, как задвижка полностью открыта, допускается фиксировать значения показаний манометра/термометра. Затем осуществляется перекрытие на рабочем выкиде соответствующих задвижек и перевод на резервный выход струи. Давление в струне за штуцером перед выполнением замены штуцерных патрубков и штуцера необходимо снизить до атмосферного с помощью установленного на линии вентиля.

Во время движения струи газа, как и при его внезапном прекращении, запрещается подходить со стороны диафрагмы к измерителю течений. При проведении в работающих скважинах глубинных измерений разрешается применение только специального лубрикатора. Такой лубрикатор должен быть оборудован манометром, самоуплотняющимся сальником, у отвода должен иметься трехходовый кран или устройство, которое его заменяет. Каждый лубрикатор следует опрессовать на полуторакратное максимальное

давление. Глубинный прибор на время проведения демонтажа или монтажа головки лубрикатора устанавливать на закрытую полностью задвижку буфера. Давление в лубрикаторе перед началом извлечения из него глубинного прибора требуется понизить до стандартного с помощью запорного устройства. Длина шаблона должна быть не меньше, а диаметр на 2мм больше соответствующих размеров спускаемого в скважину геофизического прибора.

Инженерно-техническим работникам (ИТР) и операторам, занятым проведением работ по интенсификации притока жидкости с применением гидроразрыва пласта, для выявления пригодности к выполнению обязательно прохождение обязательных предварительного (при поступлении на работу) и периодических (в возрасте до двадцати одного года – ежегодные) медицинские осмотры. Работники могут проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) при наличии соответствующих медицинских рекомендаций. Допуск к работе лиц, не прошедших медицинский осмотр, осуществляется в соответствии с трудовым законодательством[23].

В пределах профессиональных обязанностей инженерно-техническим работникам и рабочим следует соблюдать правила трудового распорядка, в том числе производственную и трудовую дисциплину; выполнять требования инструкций по охране труда по профессиям и видам работ, производственной санитарии и пожарной безопасности; быстро и правильно ориентироваться в производственной обстановке, своевременно обнаруживать неисправности, знать и оперативно реагировать на первые признаки опасности, немедленно сообщать о сложившейся ситуации руководителю, а в необходимых случаях оперативно принимать меры по предотвращению аварий и несчастных случаев, ограничивать и осуществлять вывод людей из опасной зоны, спасение материальных ценностей; уметь пользоваться средствами индивидуальной и коллективной защиты работников, организовывать доврачебную помощь пострадавшим, четко

знать, как и когда следует вызывать скорую медицинскую помощь, пожарную и противодиверсионную службы.

7.5 Законодательное регулирование проектных решений

При анализе эффективности гидроразрыва пласта на «П» месторождение работник должен знать и соблюдать гражданский и трудовой кодексы и налоговое законодательство Российской Федерации.

Работа вахтовым методом регламентирована главой 47 трудового кодекса Российской Федерации (ст. 297–302) [16].

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности [16].

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях [16].

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы [16].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов [16]:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих вахтовым методом.

Заключение

Эксплуатация скважин на южной части «П» месторождения без проведения в них ГРП практически не возможна. Операции по гидроразрыву пласта осуществляются перед вводом скважины в эксплуатацию. Однако как по геологическим, так и по технологическим причинам иногда требуются повторные ГРП, необходимость которых определяется после некоторого времени эксплуатации скважин.

Выше указанные факты обуславливают необходимость усовершенствования метода подбора скважин-кандидатов путем качественного и целесообразного выбора объекта воздействия.

Учитывая геологическое строение месторождения «П» были предложены теоретические аспекты отбора скважин-кандидатов для проведения ГРП на объекте Х.

В дальнейшем на «П» месторождении планируется продолжать операции по гидравлическому разрыву пласта Х, на участках с низкой проницаемостью и повышенным скин-эффектом.

Для выравнивания степени выработки запасов, интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи по пласту Х требуется дальнейшее повышение степени разбуренности, формирование и усовершенствование систем ППД(циклическое заводнение, ВПП), применение новых технологий ГРП (ГС с МСГРП, Супер-ГРП).

Список использованной литературы

1. Авторский надзор за текущим состоянием разработки и реализаций проектных решений на «П» месторождении, по состоянию на 01.01.2006г.
2. Реферат проектной работы: «Технологическая схема опытно-промышленной разработки южной части «П» месторождения – Санкт-Петербург 2013.
3. Технологическая схема разработки «П» месторождения (протокол № 825 от 19.05.2001 г).
4. Авторский надзор за разработкой месторождений «Газпромнефть-Хантос» за 2011 год. ОАО «Газпромнефть-Хантос».
5. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: От теории к практике / М. Экономидес, Р. Олини, П. Валко. - Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007.
6. Дополнение к технологической схеме разработки «П» нефтяного месторождения (протокол ЦКР Роснедра по УР № 484 от 21.12.2009 г).
7. Alfred R. Jennings, Jr. P.E. Enhanced Well Stimulation, Inc. Применение гидравлического разрыва пласта, 2003.
8. Каплан Л.С., Ражетдинов У.З. Введение в технологию и технику нефтедобычи – Уфа: ПКФ «Конкорд – Инвест», 1995г.
9. Желтов Ю.П..Разработка нефтяных месторождений. – М.; Недра,1986г.
- 10.Практикум по экономике предприятия нефтегазового комплекса: учебно-методическое пособие / А.В. Антошкина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 98 с.
- 11.Вершкова Е.М. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Основы менеджмента». Издательство: ТПУ- 2013 г.

12. Техничко-эконоическис покатели НГДУ"ЮН" за 1991, 1993, 1995 г.г.
13. Техничко-эконоическис обоснование освоения «П» месторождения, СибНИИНП 1999 г.
14. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 № 625н «об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска».
15. Сулейманов М.М. Охрана труда в нефтяной безопасности. 1985 г.
16. Домин П.А. Справочник по технике безопасности. 1985 г.
17. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990.
18. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
20. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Методы измерения освещенности.
22. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). ГОСТ.
23. Панов Г.Е. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений – М.: Недра, 1982 г.
24. «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности». Москва, «Недра», 1974 г.