

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы Обоснование технологии гидравлического разрыва пласта на примере Приобского нефтяного месторождения (ХМАО)
--

УДК 622.276.66 (571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Очиров Биликто Бадмажапович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Меркулов В. П.	К.Г.-М.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И. Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П. Н.	Д.Т.Н		

Томск – 2019 г.

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Т	Очирову Биликто Бадмажаповичу

Тема работы:

Обоснование технологии гидравлического разрыва пласта на примере Приобского нефтяного месторождения (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3896/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является Приобское нефтяное месторождение. Исходные данные к работе: -Пакет геологической и геофизической информации по Приобскому месторождению; -Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ; -Фондовая и периодическая литература; -Материалы исследовательских институтов.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о месторождении; -Геологическая часть; -Общая характеристика разработки месторождения; -Технология проведения гидроразрыва пласта; -Анализ эффективности гидроразрыва пласта; -Заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ эффективности проведенных мероприятий ГРП на переходящем фонде скважин. Analysis of the effectiveness of the activities of hydraulic fracturing on the rolling stock wells.	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Очиров Биликто Бадмажапович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Т	Очирову Биликто Бадмажаповичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения работ согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

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	Романюк В.Б.	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Очиров Биликто Бадмажапович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2БМ7Т	ФИО Очирову Биликто Бадмажаповичу
------------------------	--

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является проведение гидравлического разрыва пласта на Приобском месторождении..
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> - Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях. - При проектировании объектов необходимо руководствоваться "Перечнем технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для проведения гидравлического разрыва "
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты. 2.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое 	2.1 Анализ вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> - Отклонения показателей климата на открытом воздухе (ГОСТ 12.1.005-88); - Повышенный уровень шума (ГОСТ 12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ 12.1.01278) на рабочем месте; - Тяжесть и напряженность труда (Р2.2.755-99); - Вредные вещества (ГОСТ 12.4.034-85). 2.2 Анализ опасных факторов <ul style="list-style-type: none"> - Электробезопасность; - Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства.

<p>электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	
<p>Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>- Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах техногенных нарушений.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> - Аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.; - Пожары, взрывы, угроза взрывов. - Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидаций ее последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И. Л.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Очиров Б. Б.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 165 с., 18 рис., 23 табл., 26 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГРП, ПРОППАНТ, ДЕБИТ, ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГРП.

Объектом исследования является технология проведения гидравлического разрыва пласта на Приобском месторождении.

Цель работы – обоснование технологии гидравлического разрыва пласта на Приобском месторождении и определение ожидаемого эффекта от внедрения рассматриваемой технологии.

В процессе исследования проводились расчеты основных параметров проведения гидравлического разрыва пласта.

В результате исследования рассмотрены технологии ГРП и его разновидности показали, что наиболее эффективным является технология МСГРП. При такой технологии ГРП уменьшаются затраты на проведение работ за счет уменьшения объемов закачиваемой жидкости и проппанта и сокращения времени проведения операции .

Степень внедрения: применение МСГРП на Приобском месторождении.

Обозначения, определения, сокращения

- ВНК – водонефтяной контакт;
- ЦКЗ – центральный комитет запасов;
- ДНС – дожимная насосная станция;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- ППД – поддержание пластового давления;
- УПСВ – установка предварительного сброса воды;
- ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти
- НПК – низкопроницаемый коллектор;
- ВНЗ – водонефтяные зоны;
- ПЗС – призабойная зона скважины;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- УПН – установка подготовки нефти;
- УВ – углеводороды;
- МСГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;
- (К)ГРП – (кислотный) гидравлический разрыв пласта;
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- НГДУ – нефтегазодобывающее управление;
- ЗП – заработная плата;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ЧС – чрезвычайная ситуация.

Содержание

Введение.....	12
1. Геолого-физическая характеристика месторождения.....	14
1.1 Общие сведения о месторождении.....	14
1.2. Состояние геолого-физической изученности месторождения.....	16
1.2.1 Стратиграфия.....	16
1.2.2 Характеристика продуктивных пластов.....	25
1.2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов.....	30
1.2.4 Нефтеносность	32
1.2.5 Выделение и обоснование участков на Приобском ЛУ, попадающих под категорию трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).....	40
2. Анализ разработки месторождения.....	45
2. 1 Технологические показатели вариантов разработки.....	45
2.1.1 Обоснование вариантов разработки	45
2.1.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	46
2.2 Энергетическое состояние пластов	49
2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	52
3.Повышение эффективности ГРП на Приобском месторождении.....	56
3.1 Обоснование необходимости ГРП.....	56
3.2. Гидравлический разрыв пласта	57
3.2.1 Сущность и виды ГРП.....	57
3.2.2 Требования к конструкции скважин.....	66
3.2.3 Оборудование применяемое при ГРП.....	67
3.3 Материалы для закрепления трещин.....	76
3.4 Геометрия трещин.....	77

3.5 Выбор скважин для проведения ГРП.....	78
3.6 Подготовка скважины для ГРП.....	80
3.7 Технологический процесс ГРП.....	85
3.8 Исследования скважины после проведения ГРП.....	89
3.9 Расчет технологического процесса ГРП для скважины 56119.....	90
4. Анализ применения ГРП	102
4.1 Анализ эффективности мероприятий ГРП.....	104
4.2 Анализ работы опытных участков с горизонтальными скважинами с МГРП.....	107
4.3 Анализ эффективности проведения ГРП в зависимости от основы закачиваемого в пласт геля.....	112
5. Финансовый менеджмент.....	120
5.1 Обоснование показателей экономической эффективности	120
5.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	121
5.3 Расчет экономических показателей проекта.....	130
5.4 Экономическая оценка проекта	131
5.5 Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП.....	132
6. Социальная ответственность.....	133
6.1 Производственная безопасность.....	133
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	134
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов.....	141
6.2 Экологическая безопасность.....	145
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	150
6.4 Правовые и организационные вопросы.....	152
Заключение.....	156
Список литературы.....	160

Введение

Нефтяная промышленность является одной из важнейших составляющих экономики России, непосредственно влияющей на формирование бюджета страны и её экспорт.

Состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день. Ресурсы нефти постепенно истощаются, большое число месторождений находится в конечной стадии разработки и имеют большой процент обводненности, поэтому, наиболее актуальной и первостепенной задачей является поиск и введение в эксплуатацию молодых и перспективных месторождений, одним из которых является Приобское месторождение (по запасам - оно одно из крупнейших месторождений России).

Приобское месторождение имеет ряд характерных особенностей:

- крупное, многопластовое, по запасам нефти уникальное;
- труднодоступное, характеризуется значительной заболоченностью, в весенне-летний период большая часть территории затопляется паводковыми водами;
- по территории месторождения протекает река Обь, разделяющая его на правобережную и левобережную части.

Месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов. Промышленный интерес представляют пласты АС10, АС11, АС12. Коллектора горизонтов АС10 и АС11 относятся к средне и низкопродуктивным, а АС12 к аномально низкопродуктивным. Эксплуатацию пласта АС12 следует выделить в отдельную проблему разработки, т.к., пласт АС12 к тому же является самым значительным по запасам из всех пластов. Эта характеристика указывает на невозможность освоения месторождения без активного воздействия на его продуктивные пласты.

Одним из направлений решения этой проблемы является осуществление гидравлического разрыва пласта.

Гидравлический разрыв пласта - довольно эффективный в настоящее время, метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (НПК), получивший массовое применение в Западной Сибири. Чаще всего гидроразрывы дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик пластов.. Одним из наиболее серьезных факторов снижающих успешность проведения, является наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ), особенно в залежах, представленных НПК. В этом случае возникает вопрос, что предпочтительнее – продлить эксплуатацию скважин (без ГРП) с невысоким дебитом нефти или, сделав ГРП, повысить обводненность.

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» внедрение ГРП было организовано с учетом известного негативного опыта на основе принципа выполнения всех работ по реализации ГРП собственными силами с максимальным привлечением передового отечественного и мирового опыта.

В условиях месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные залежи. Эффективность этого метода, в основном, зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Поэтому рассмотрение возможности применения ГРП, как одного из основных методов интенсификации добычи нефти из залежей пластов Приобского месторождения является необходимым.

Целью работы является обоснование технологии ГРП. В работе рассмотрен материал на эту тему, а также проведен его анализ.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что ГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который

применяется практически на каждом месторождении.

2 Анализ разработки месторождения

2.1 Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

2.1.1 Обоснование вариантов разработки

Приобское месторождение — уникальное по запасам и сложное для освоения в силу особенностей геологического строения. Запасы нефти месторождения относятся к трудноизвлекаемым, так как приурочены к низкопроницаемым коллекторам. Поэтому ввод в эксплуатацию залежей (и соответственно обоснование расчетных вариантов разработки) необходимо осуществлять с применением комплекса технологических мероприятий, направленных на повышение дебитов скважин. В разделе 2.6.2 подробно рассмотрен вопрос о выделении залежей на Приобском лицензионном участке, попадающих под категорию трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и возможности применения налоговых льгот.

Одним из наиболее эффективных мероприятий, применяемых для повышения дебитов скважин, является *проведение ГРП*, что не только интенсифицирует выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и приобщает к выработке слабодренируемые зоны и прослой, увеличивая конечный коэффициент нефтеизвлечения. Таким образом, применение ГРП на всех пластах, характеризующихся низкой проницаемостью, позволит интенсифицировать добычу из скважин с загрязненной призабойной зоной, увеличить потенциальный дебит скважин и довести его (по возможности) до уровня рентабельной добычи, разрабатывать сложнорасчлененные и неоднородные пласты за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и прослоев и увеличения охвата пласта воздействием. Накопленный опыт гидроразрыва на лицензионном участке позволяет рассматривать ГРП как элемент системы разработки. Таким образом, технология разработки с ГРП для неразбуренной части является

«системообразующей».

В настоящее время на лицензионных участках ООО «РН-Юганскнефтегаз» с низкопроницаемыми коллекторами (Приразломное, Приобское, Омбинское) проводятся испытания технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом. Данный подход к заканчиванию скважин позволяет решить проблему низкодебитности скважин, которая создает технологические проблемы с эксплуатацией электрических центробежных насосов (ЭЦН) и снижает рентабельность разработки низкопродуктивных зон[3].

- **Второе направление** – методы интенсификации притока и закачки. Среди методов повышения эффективности работы скважин и увеличения нефтеотдачи предусматриваются методы, которые зарекомендовали себя как наиболее успешные в различных геологических условиях. К таким методам относятся:

- перфорация (первичная или вторичная) мощными зарядами с глубиной перфорационных отверстий 70-80 см и более;
- проведение изоляционных работ обводнившихся интервалов в скважинах;
- обработка призабойной зоны пласта химреагентами с целью восстановления и увеличения производительности скважин;
- подбор насосного оборудования и глубины спуска насосов с целью оптимизации режимов работы скважин;
- применение других физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

2.1.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.

По площади месторождение характеризуется различной степенью изученности. В настоящее время, согласно утвержденному проектному

документу, ведется разбуривание и промышленная разработка основного эксплуатационного объекта АС10+АС11+АС12 по девятиточечной системе разработки с плотностью сеток 16 и 25 га. В 2013-2016 гг. введены в разработку 12 опытно-промышленных участков с ГС с МГРП (166 ГС). Ранее на Приобском ЛУ разбурен опытный участок (куст 250) с четырьмя ГС с МГРП, а также опытный участок с линейной системой разработки на кустах 155, 303 (сближение добывающих и нагнетательных рядов), реализовано два участка с плотностью сеток 22 и 25 га.

№ п/п	Параметры	Объект АС10+АС11+АС12							
		АС10 / 0-2	АС10 / 1-3	АС11/0	АС11/1	АС12/0	АС12/1	АС12/2	АС12 / 3-5
1	Глубина залегания, м	2388,5	2453	2552,6	2477,5	2572,5	2630	2595	2648,7
2	Тип залежей	лит. экр.	лит. экр.	лит. экр.	лит. экр.	лит. экр.	лит. экр.	лит. экр.	лит. экр.
3	Тип коллектора								
4	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	178123	1209745	640761	769740	1069412	1217490	383332	1342394
5	Площадь газоносности, тыс.м ²								
6	Общая толщина пласта, м	26,6	42,7	43,2	44,6	50,6	36,5	26,2	92,8
7	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,6	5,6	7,3	8,4	5,4	8,7	6,7	5,9
8	Эффективная газонасыщенная толщина, м								
9	Коэффициент песчаности, доли ед.	0,68	0,54	0,59	0,53	0,45	0,52	0,54	0,50
10	Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,6	6,4	8,3	8,4	6,5	8,4	6,4	7,2
11	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	3,6	4,5	2,1	9,7	1,7	1,4	2,4	2,2
12	Пористость, доли ед.	0,18	0,18	0,18	0,20	0,18	0,17	0,18	0,18
13	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,61	0,7	0,66	0,77	0,67	0,66	0,7	0,69
14	Начальная газонасыщенность, доли ед.								
15	Начальная пластовая температура, °С	91	91	93	93	93	93	93	93
16	Начальное пластовое давление, МПа	25,4	25,4	25,9	25,9	26,1	26,1	26,1	26,1
17	Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0	11,0	11,6	11,6	11,1	11,1	11,1	11,1
18	Газовый фактор нефти, м ³ /т	66	66	60	60	64	64	64	64
19	Плотность нефти в пласт. условиях, кг/м ³	0,791	0,791	0,766	0,766	0,774	0,774	0,774	0,774
20	Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа·с	1,53	1,53	1,48	1,48	1,37	1,37	1,37	1,37
21	Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,188	1,188	1,189	1,189	1,193	1,193	1,193	1,193
22	Плотность воды в поверхн. условиях, кг/м ³	1,008	1,008	1,007	1,007	1,008	1,008	1,008	1,008
23	Вязкость воды в пласт. условиях, мПа·с	0,37	0,37	0,35	0,35	0,36	0,36	0,36	0,36

Таблица 2.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Приобского ЛУ

В связи с массовым выходом бурения в области глубоководных отложений с низкопроницаемым коллектором эксплуатация наклонно-направленных скважин сталкивается с определенными трудностями – среди новых скважин увеличивается доля АПВ фонда по причине малодобитности, применение ГТМ направленных на повышение отборов дает низкие эффекты. В данных условиях для повышения эффективности разработки необходимо применение новых технологий заканчивания позволяющих существенно увеличить продуктивность скважин. Такой технологией являются горизонтальные скважины с проведением многостадийного ГРП.

Главное преимущество горизонтальной скважины – большая область контакта с коллектором. В настоящее время возможно бурение горизонтальных скважин на нефть длиной 1000 м и более, которые обеспечивают большую область контакта, чем вертикальная скважина, а также применение многостадийного ГРП. Направление развития трещины ГРП в ГС зависит от расположения оси горизонтального участка относительно направлений максимальных горизонтальных напряжений. В случае если ГС направлена вдоль максимальных горизонтальных напряжений, то при проведении операции ГРП будут развиваться трещины, направленные вдоль ГС (продольные трещины ГРП). Если ГС направлена перпендикулярно максимальному горизонтальному напряжению (вдоль минимальных напряжений), то при проведении операции ГРП будут развиваться трещины, направленные перпендикулярно ГС (поперечные трещины ГРП).

Зоны предстоящего разбуривания характеризуются:

- понижением эффективных толщин (с 20 м до 9 м).
- увеличением расчлененности (больше 12).
- низкой проницаемостью (меньше 1,2 мД).
- однопластовостью (55 % неразбуренной площади)
- повышенными темпами падения дебитов

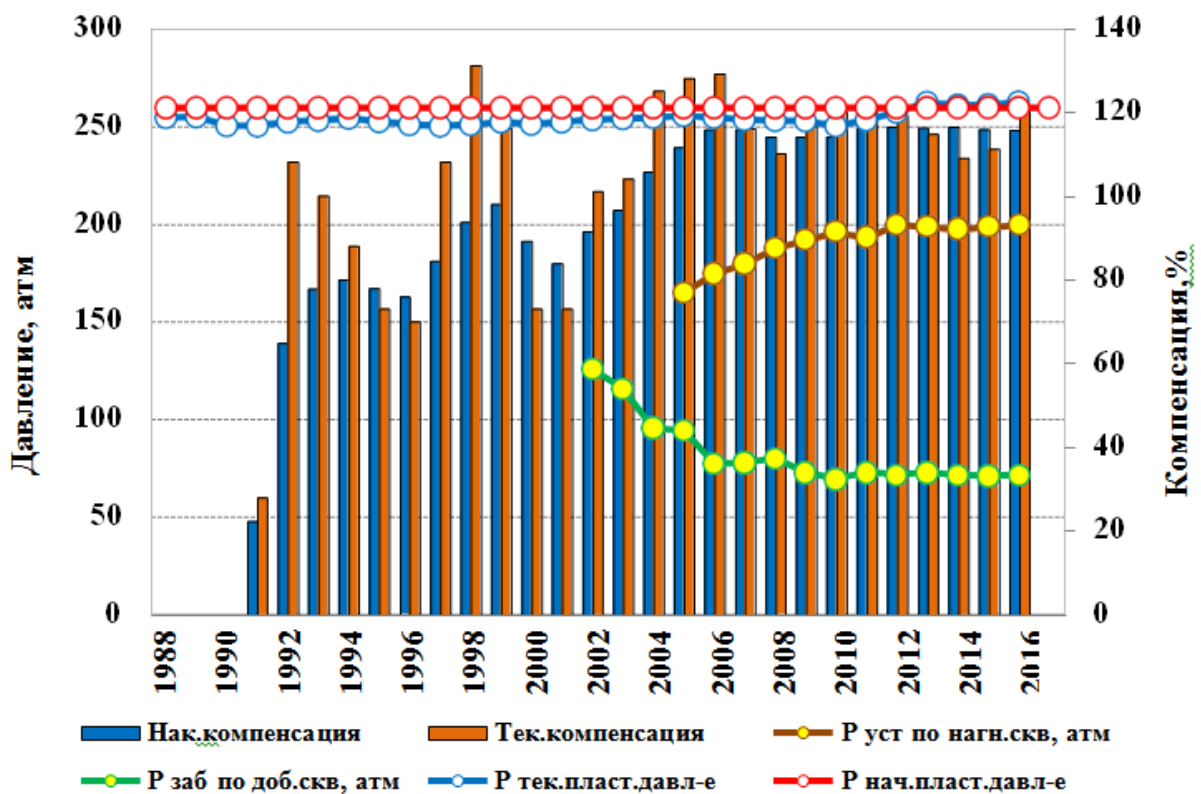
Для повышения эффективности добычи нефти при освоении низкопроницаемых краевых (однопластовых) зон объекта АС10+АС11+АС12 рассмотрен вариант с распространением системы горизонтальных скважин с МГРП реализованной в рамках опытно-промышленных работ 2013-2016 гг., а также с применением новых систем разработки с ГС.

2.2 Энергетическое состояние пластов

Первоначальное пластовое давление в пластах АС10, АС11 и АС12 составляло 25,4; 25,9 и 26,1 МПа соответственно, в целом по основному объекту АС10+АС11+АС12 – 25,9 МПа. Текущее пластовое давление по объекту АС10+АС11+АС12 составляет 26,4 МПа, т.е. выше начального на 0,5 МПа[4].

С начала разработки Приобского ЛУ на 01.01.2017 г. из продуктивных пластов отобрано 873,4 млн.т. жидкости. Баланс пластовой энергии, необходимый для извлечения нефти, поддерживается при помощи нагнетания воды в пласт. С целью поддержания пластового давления в пласты закачано 1176,7 млн.м³ воды. Динамика компенсации, пластового давления, давления закачки, забойного давления в добывающих скважинах в целом по Приобскому ЛУ на рисунке 2.1.

Рисунок 2. 1 – Динамика компенсации, пластового давления, давления закачки, забойного давления в добывающих скважинах по Приобскому ЛУ



Накопленная компенсация отбора закачкой в целом на 01.01.2017 г. составила 115,6%, что соответствует проектной на 2016 г. Текущая компенсация отборов в процессе разработки менялась (рисунок 3.3.17), что было связано с регулированием процесса разработки и проведением различных геолого-технических мероприятий. Текущая компенсация отборов закачкой по состоянию на 01.01.2017 г. составила 121,7 % при проектной 134,1 %, отклонение минус 12,4 %.

Рассмотрим более подробно, как складывается ситуация с энергетическим состоянием по участкам.

Правый берег. На Правобережной части реализованы две системы разработки: девятиточечная с плотностью 25 га/скв., пятиточечная с плотностью 50 га/скв. и рядная система, полученная из девятиточечной.

Формирование девятиточечной системы на всем участке происходило поэтапно, вначале вся территория была сформирована пятиточечной системой, затем - уплотняющее бурение и формирование девятиточечной системы.

После увеличения количества нагнетательных скважин (перевод под закачку после отработки на нефть) в северной части пятиточечной системы в 2004 г., текущая компенсация превысила 120 % и на протяжении всего времени не снижалась ниже 100 %.

На 01.01.2017 г. пластовое давление по пластам Правобережной части составляет:

- АС10 – 26,0 МПа, что выше начального на 0,6 МПа;
- АС11 – 26,6 МПа, что выше начального на 0,7 МПа;
- АС12 – 26,7 МПа, что выше начального на 0,8 МПа.

До середины 2006 г. вся площадь была охвачена девятиточечной системой разработки. С 2001 г. из-за отсутствия системы ППД происходило снижение пластового давления в зонах отбора, из-за этого отмечалось снижение дебитов жидкости добывающих скважин. Тенденция к падению отбора жидкости сохранялась в течение всего периода 2001-2004 гг., несмотря на рост текущей и накопленной компенсации. Причина этого заключается в том, что формирование девятиточечной системы разработки не позволяло в необходимой степени компенсировать отборы жидкости на поздней стадии разработки. В зонах отбора наблюдалось пониженное пластовое давление, наибольший дефицит пластового давления испытывали угловые добывающие скважины. Поэтому с середины 2006 г. на опытном участке была введена рядная система разработки, которая повысила общее давление на участке. При увеличении закачки происходил значительный рост пластового давления в монолитном пласте АС11, при этом в пластах с высокой расчлененностью АС10 и АС12 значительного увеличения текущего пластового давления не наблюдалось.

Пласт АС12 характеризуется низкими значениями эффективных толщин, низкой песчаностью, высокой расчлененностью и неоднородностью по простиранию. Ближе к Островной части пласт характеризуется лучшим развитием. В северной части Правого берега система разработки пласта АС12 девятиточечная, в южной пятиточечная. На севере для части скважин система разработки несформирована, что приводит к локальным снижениям в зоне отбора и высоким в зоне нагнетания изменениям пластового давления. Пластовое давление в целом по горизонту выше начального на 0,8 МПа, распределение его по площади неравномерно на участках с пятиточечной системой разработки и сформированной системой ППД отмечается повышенное пластовое давление, отборы жидкости не снижаются. В зоне с девятиточечной системой пластовое давление снижено. Снижение пластового давления негативно влияет на отборы жидкости и приводит к их снижению.

3.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки

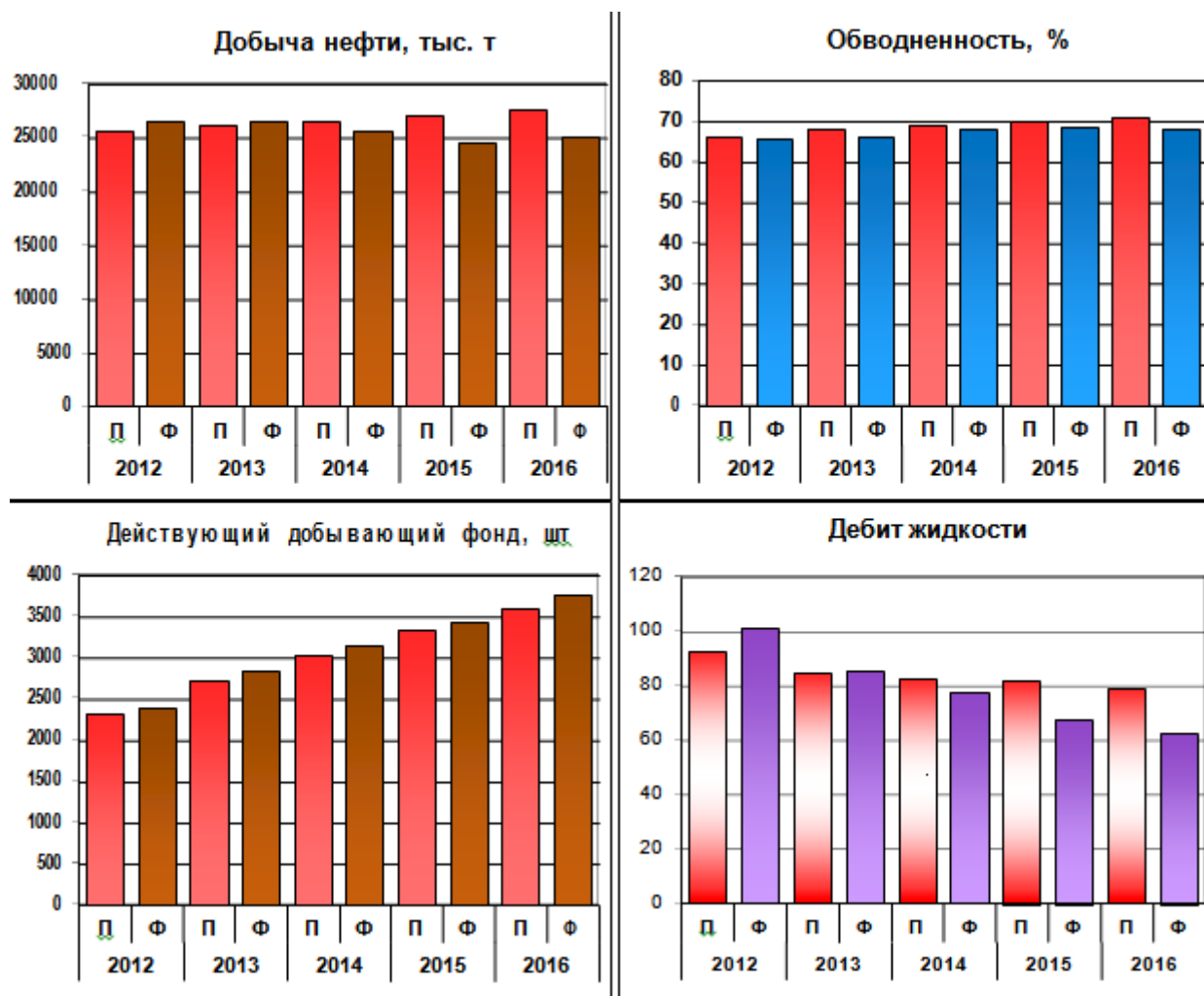
Согласно «Методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (распоряжение МПР РФ № 12-р от 18.05.2016 г.) сравнение проектных и фактических показателей приводится за последние пять лет (2012-2016 гг.).

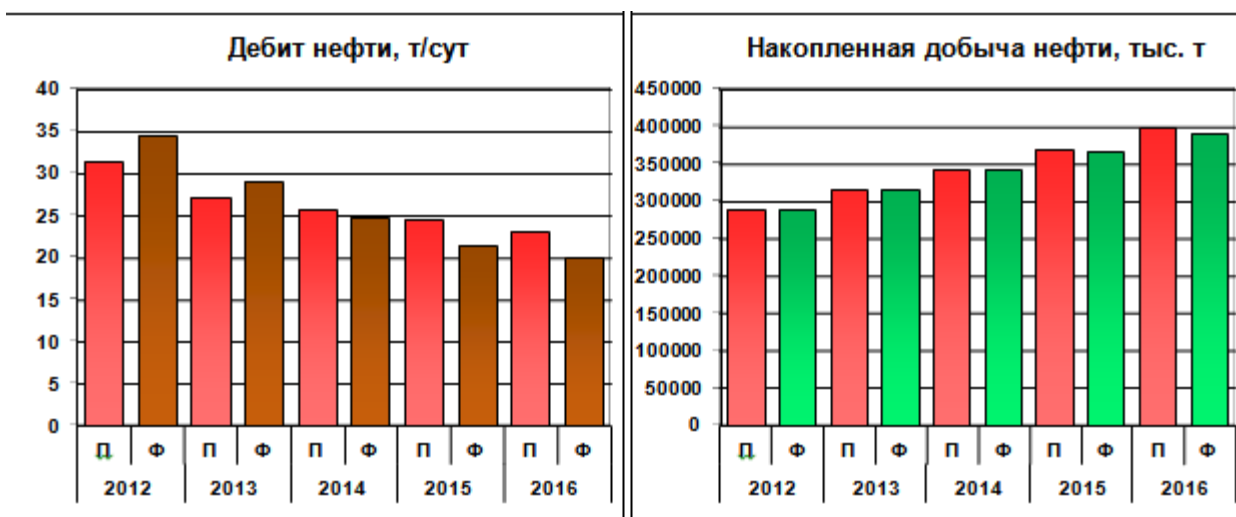
Фактическая *годовая добыча нефти* в 2012, 2013 гг. превышает проектную на 3,2 % и 1,3 % соответственно, причем положительный вклад внесли все основные факторы (действующий добывающий фонд, дебит жидкости и обводненность). В 2014-2016 гг. наблюдается отставание по добыче нефти (отклонения составили -3,6 %, -9,2 % и -9,4 % соответственно), связанное с меньшими дебитами жидкости. Недостижение проектных дебитов связано с активным разбуриванием краевых зон и неподтверждением их продуктивности.

Фактическая *годовая добыча жидкости* в 2012 г. Выше проектного показателя на 2,7 %. В период 2013-2016 гг. наблюдается недобор по жидкости (-4,5 %, -5,7 %, -13,6 %, - 17,2 %).

Годовая закачка на протяжении всего периода сравнения отстает от проектных значений (расхождение увеличивалось с 2012 г. по 2015 г. от -4,8 % до -28,6 % и в 2016 г. составило -25,7 %), что обусловлено как меньшей приемистостью, так и меньшим действующим нагнетательным фондом.

Рисунок 2.2 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки в целом по Приобскому ЛУ





За период 2012-2016 гг. по факту было введено 2386 новых скважин, что на 155 скважин (6,9 %) превышает проектный показатель, при этом отклонение по добыче нефти из новых скважин за тот же период составило -4353 тыс. т. (-29,5 %). Основная причина недостижения добычи нефти из новых скважин меньший дебит (отклонения составили от -18,8 % до -45,6 %).

Фактический фонд действующих добывающих скважин выше проектного (отклонения составили от 2,9 % до 4,5 %), в 2012-2015 гг. основное влияние оказал больший коэффициент использования добывающего фонда и меньшее выбытие скважин, в 2016 г. больший ввод скважин.

Действующий фонд нагнетательных скважин в 2012-2016 гг. отстает от проектного (отклонения от -6,1 % до -16,1 %) в связи с отставанием переводов в ППД (541 скважина за период сравнения против 647 по проекту), меньшим коэффициентом использования нагнетательного фонда (2012-2015 гг.), большим выбытием скважин.

Проведенный факторный анализ (рисунок 2.2) подтвердил, что за период 2012 – 2013 гг. положительное влияние на добычу нефти оказали все основные факторы. Суммарное расхождение в 2012 г. составило 822 тыс.т нефти, в 2013 г. – 334 тыс.т. В 2014-2016 гг. добыча нефти ниже проектного уровня, суммарное расхождение составило - 962 тыс. т., -2484 тыс. т. и -2586 тыс. т. соответственно. Отрицательное влияние оказал только дебит жидкости,

действующий добывающий фонд и обводненность за весь период сравнения имели положительное влияние.

Выводы

- За последние три года наблюдается отставание фактических показателей от проектных. В 2016 г. по Приобскому ЛУ добыча нефти составила 24949,5 тыс.т, что ниже проекта на (2585,6 тыс.т.) 9,4%. Это объясняется меньшими дебитами по жидкости. Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 г. – 390,8 млн. т, расхождение составило -1,5 %.
- На 01.01.2017 г. количество действующих добывающих скважин составило 3743 по факту и 3582 скважин по проекту. Действующий фонд нагнетательных скважин на 01.01.2017 г. составляет 1238 скважин по сравнению с 1418 проектными скважинами. Новых скважин по факту в 2016 г. было введено на 177 скважин больше проектного значения. В целом по Приобскому ЛУ действующий добывающий фонд на 161 скважину (4,5 %) выше проекта, нагнетательный – на 142 скважины (11,2%) ниже проекта.
- Добыча жидкости снижается относительно проектной, фактическая добыча жидкости в 2016 г. составила 78,3 млн.т, что на 17,2 % ниже проектных значений. Причина в активном разбурировании краевых зон и неподтверждении их продуктивности.

3. Повышение эффективности ГРП на Приобском месторождении

3.1. Обоснование необходимости ГРП.

Важной научно-технической проблемой разработки нефтяных месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи нефти при наиболее полном извлечении нефти из недр и высоких технико-экономических показателей работы нефтедобывающих предприятий.

Один из путей решения этих задач - внедрение в практику разработки месторождений эффективных методов воздействия на призабойную зону скважин. Особенности геологического строения, многообразие геолого-промысловых условий и характеристик продуктивных пластов требуют в конкретных условиях применения эффективных методов воздействия на призабойную зону пласта, разработку новых и совершенствование существующих методов[6].

Вступление месторождения в позднюю стадию разработки повышает роль методов интенсификации добычи нефти, что достигается и за счет постоянной работы над фондом скважин. Эта работа направлена прежде всего на поддержание скважин в работоспособном состоянии путем проведения в них различных геолого-технических мероприятий, включающих обработку призабойной зоны, приобщение и дострел (перестрел) пластов, сокращение бездействующего фонда, проведение ремонтно-изоляционных работ, ликвидацию аварий с подземным оборудованием и т. д.

Известно, что продуктивность скважин зависит от естественной проницаемости продуктивного пласта в целом и призабойной зоны в частности. Кроме того, большое влияние на последующую производительность объекта оказывают характер и зона изменения проницаемости в процессе закачивания и эксплуатации скважин. Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения в осадок

различных солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины.

3.2. Гидравлический разрыв пласта.

Идея гидравлического создания трещины в продуктивной зоне для повышения её производительности была разработана в 20-х годах Р.Ф. ФАРРИСОМ из компании « Stanolind Oil & Gas Corp. ». Эту концепцию он разработал на основе изучения давлений, с которыми встречаются при задавливании цемента, воды и нефти в пласт. В 1947 году « Stanolind » (в настоящее время компания « АМОКО ПРОДАКШН КОРП. ») осуществила первый экспериментальный гидроразрыв в скважине № 1 месторождения Клеппер в Грант Каунти, штат Канзас, США.

На нефтяных месторождениях ООО «ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» технология гидроразрыва пласта стала внедряться с 1988 года (впервые в Западной Сибири) и к настоящему времени имеет стабильный эффект, приобретая большое распространение и на других предприятиях региона. В целом по Западной Сибири гидроразрыв пласта охватывает более 80-ти пластов почти 50-ти месторождений.

Наибольших успехов в проведении гидроразрыва пласта достигнуто на месторождениях ООО « Юганскнефтегаз », где на 18-ти месторождениях, к 1996 году , выполнено более 1100 операций по гидроразрыву пласта (всего по Западной Сибири - более 1800 операций) .

3.2.1. Сущность и виды ГРП

Сущность гидравлического разрыва пласта состоит в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при

дальнейшей закачке песчанно-жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления. Во время процесса ГРП в затрубном пространстве скважины поддерживается давление от 80-130 МПа с целью уменьшения перепада давления на НКТ и пакер[6].

Все параметры ГРП (давление на насосных агрегатах, мгновенные и накопленные расходы жидкости и закрепляющего материала, давление в затрубном пространстве, суммарный расход жидкости, плотность смеси) выводятся на станцию контроля и управления процессом и регистрируются в памяти компьютеров. В процессе ГРП используется следующая техника:

- специальные насосные агрегаты высокого давления;
- смеситель (блендер);- станция контроля и управления процессом;
- песковоз;- пожарный автомобиль; - блок манифольдов;
- автомобиль для перевозки химических реагентов;
- вакуумная установка.

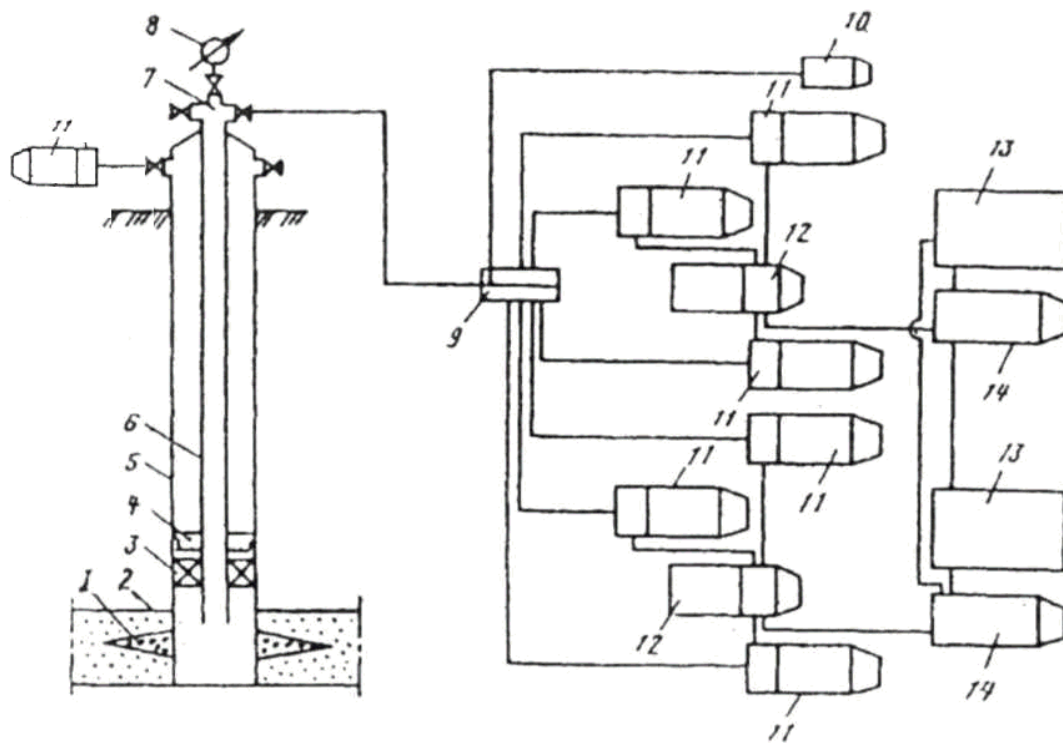


Рис. 3.1-Технологическая схема гидравлического разрыва пласта

1 - трещина разрыва; 2 - продуктивный пласт; 3 - пакер; 4 - якорь; 5 - обсадная колонна; 6 - насосно-компрессорные грубы; 7 - арматура устья; 8 - манометр; 9 - блок манифольдов; 10 - станция контроля и управления процессом; 11 - насосные агрегаты; 12 - пескосмесители; 13 - емкости с технологическими жидкостями; 14 - насосные агрегаты.

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи:

- 1) Создание трещины путем закачки специально подобранной жидкости ГРП;
- 2) Удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва пропанта с зернами определенного размера и определенной прочности;

3) Удаление жидкости разрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины;

4) Повышение продуктивности пласта.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью.

Технологии ГРП различаются прежде всего по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и соответственно по размерам создаваемых трещин. Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на призабойную зону скважин. При этом бывает достаточным создание трещин длиной 10...20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц тонн пропанта. В этом случае дебит скважин увеличивается в 2...3 раза.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта $0,01 \dots 0,05 \text{ мкм}^2$ обычно составляет 40...60 м, а объем закачки от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн пропанта.

Наряду с этим применяется селективный гидроразрыв, позволяющий вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых слоев.

По технологическим схемам проведения ГРП различают три основных процесса:

1.Однократный;

2. Многократный;
3. Направленный (поинтервальный).

Однократный ГРП.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - процесс обработки призабойной зоны пласта с целью расширения и углубления естественных и образования новых трещин в породах. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях скважин и закачкой в пласт вязких жидкостей при больших расходах, что обеспечивает быстрое повышение давления на забое. Для сохранения трещин в раскрытом состоянии их заполняют песком, который вводят вместе с вязкой жидкостью.

ГРП применяют для:

- увеличения продуктивности нефтяных, газовых скважин и приемистости нагнетательных скважин;
- регулирование притоков и приемистости по продуктивной толщине пласта; - создание водоизоляционных экранов в обводненных скважинах.

При однократном разрыве предполагается образование одной трещины в продуктивной толщине пласта, многократном - нескольких трещин; направленном - образование трещин в заранее предусмотренных интервалах.

До начала работ по ГРП определяют глубину забоя скважины, при необходимости промывают её для устранения забойной пробки. Иногда для снижения давления разрыва и повышения эффективности процесса применяют гидropескоструйную перфорацию, соляно - кислотную обработку или дострел интервала перфорации.

Процесс ГРП состоит из следующих последовательных этапов:

- а) Закачка в скважину жидкости разрыва;
- б) Закачка жидкости - песконосителя;
- в) Закачка продавочной жидкости.

Многократный ГРП.

При большой толщине продуктивного пласта проводят многократный ГРП. Многократный ГРП применяют с помощью пластмассовых шариков, временно закупоривающих веществ (закупоривающий парафин), при освоении закупоривающие вещества либо растворяются в нефти, либо выносятся с водонефтяной эмульсией на поверхность.

Поинтервальный ГРП.

Если одной скважиной разрабатываются несколько пластов или пропластков, то применяют поинтервальный ГРП. Такой ГРП осуществим если эксплуатационные объекты изолированы непроницаемыми прослоями.

Для определения глубины трещины в последнюю порцию песка добавляют песок активированный радиоактивными изотопами. Сравнивая результаты гамма-каротажа до и после ГРП определяют глубину образовавшейся трещины.

При значительной толщине пласта или при наличии в скважине нескольких продуктивных горизонтов (пропластков) можно провести многократный поинтервальный ГРП путем последовательной перфорации каждого вышележащего продуктивного интервала, начиная с самого нижнего.

Метод концевого экранирования.

Технология концевого экранирования является модификацией гидроразрыва, при которой создаются короткие трещины шириной до 30 мм. Трещины могут распространяться вертикально и горизонтально в зависимости от сжимающих напряжений.

Создание короткой трещины достигается путем контролируемого её распространения до запланированной длины и последующего её закрепления пропантом, закачиваемым с рабочей жидкостью. Благодаря фильтрационным утечкам рабочей жидкости через поверхности трещины концентрация пропанта возрастает на фронте закачки, что приводит к образованию

пропантных пробок вблизи конца трещины, которые препятствуют её дальнейшему распространению. Закачка пропанта, продолжаемая после остановки трещины, позволяет повысить давление внутри трещины, увеличивая тем самым её раскрытие.

Увеличение раскрытия закрепленной трещины ведет к увеличению ее проводимости. При такой технологии ГРП уменьшаются затраты на проведение работ за счет уменьшения объемов закачиваемой жидкости и пропанта и сокращения времени проведения операции.

Рабочая жидкость ГРП замешивается на основе гуара (порошок, получаемый из бобовых растений). Гуар - длинная полимерная цепь, составленная из манозной сахарозы и галактозы, называемыми полисахаридами. В контакте с водой частицы гуара намокают и разбухают. Гуар - это природный продукт, который может содержать нерастворимые осадки. В этот гель добавляется "сшиватель", который связывает соединенные с водой молекулы гуара, а добавляемый активатор создает длинные молекулярные цепи, вследствие чего получается рабочая жидкость большой вязкости, способная удерживать пропант в подвешенном состоянии для его транспортировки в трещину.

Гель - органическое вещество, в котором могут жить бактерии даже без наличия воздуха, и своими продуктами жизнедеятельности забивать поры в пласте, тем самым понижая его проницаемость. Для уничтожения таких бактерий в жидкость добавляют бактерицид.

В рабочую жидкость добавляют еще множество других реагентов, таких как ПАВ, стабилизаторы глин и пеногасители. На последних стадиях закачки пропанта добавляется брейкер (разрушитель), превращающий жидкость - песконоситель в воду, и пропнет, удерживающий песок в трещине.

Важной причиной внедрения технологии концевой экранирования является возможность предотвращения выноса пропанта. Не смотря на то, что

при этом создаются более широкие трещины, одновременно достигается более равномерное распределение напряжений по упаковке проппанта. Трещины, созданные с использованием традиционных методов, смыкаются, позволяя таким образом некоторому количеству проппанта осесть, что создает более высокие концентрации проппанта в нижней части трещины. В результате увеличивается вероятность локального каналообразования или формирования “карманов” в проппантной упаковке с низким сжимающим трещину напряжением, что облегчает вынос проппанта при добыче.

Технология концевое экранирования, в которой фильтрационные утечки рабочей жидкости подавляются в меньшей степени, для создания высокой концентрации на фронте закачки, обеспечивает более быстрое смыкание трещины и позволяет тем самым минимизировать вынос проппанта более чем в 5.5 раз, упаковка проппанта становится неустойчивой.

Одним из важных мероприятий по предотвращению выноса проппанта из прискважинной трещины является добавка пропнета (стекловолокно) в проппантную упаковку. Структура сети волокон оказывается более эластичной, чем упаковка из проппанта со смоляным покрытием, и допускает сдвиговые перемещения проппанта без разрушений. Стекловолоконные волокна, добавляемые в последние порции суспензии проппанта в количестве 1.5% по весу, создают внутреннюю структуру, удерживающую частицы проппанта на месте.

Технология PropNet была впервые использована на месторождениях западной Сибири в 1998 году после нескольких случаев интенсивного выноса проппанта. Теперь технология PropNet используется в этом регионе в 90% операций по ГРП, подтвердив свою эффективность по предотвращению выноса проппанта.

Раскрытие трещины и распределение в ней проппанта не являются единственными факторами, влияющими на проводимость трещины. Наличие

полимерной корки, образовавшейся на поверхности трещины, и определенного количества полимера, остающегося в проппантной упаковке, также существенно влияют на итоговую проводимость трещины. Концентрация полимера может возрасти от 4.8 кг/м (концентрация в исходном объеме рабочей жидкости) до 60 кг/м³ (в пластовых условиях) после обезвоживания суспензии, в трещине, за счет фильтрационных утечек в пласт на стадии её смыкания. Это серьезно ухудшает проводимость трещины.

Другим осложняющим фактором является "вдавливание" проппанта. Под "вдавливанием" понимается явление, при котором прилегающие к поверхности трещины зерна проппанта внедряются в породу, уменьшая таким образом эффективное раскрытие трещины. Этот процесс особенно заметно проявляется в рыхлых породах.

Оба этих явления создание полимерной корки и "вдавливание" проппанта в породу ведут к уменьшению проводимости трещины и следовательно к ухудшению продуктивности скважины.

Раскрытие закрепленных трещин, полученных в западной Сибири с использованием традиционных методов, находится в пределах от 3 до 4 мм. Результаты моделирования с использованием пакета FracCADE указывает на возможность создания трещин шириной до 15 мм.

Моделирование помогает визуально оценить процесс упаковки проппанта. Технология концевой экранирования - набивка трещины в её концевой части использует точно рассчитанный объем жидкости, необходимой для доставки проппанта на заданное удаление от скважины. Этот объем зависит от характеристик рабочей жидкости, пласта и проектируемой длины трещины. За ним следует относительно длительная стадия закачки суспензии с низкой концентрацией проппанта (около 200 кг/м), который достигнув конца трещины, запаковывает её и ограничивает дальнейший рост в горизонтальном направлении. Продолжающаяся закачка жидкости и ограниченная площадь

фильтрации из трещины в пласт приводят к более быстрому росту давления в трещине и увеличению её раскрытия. Затем следует несколько стадий закачки суспензии постоянно повышающейся концентрацией проппанта, после чего идет продавка песка в пласт.

Идеально, каждая обработка с помощью технологии концевое экранирования должна проектироваться с использованием данных, полученных во время проведения операций мини ГРП. Технические спецификации проекта должны включать: выбор интервала распространения трещины, геометрические параметры трещины и скважины, фильтрационно-емкостные свойства пород, тип и качество изоляции.

3.2.2. Требования к конструкции скважин

Крепление скважин.

Крепление скважин на Приразломном месторождении на пласте БС4-5 осуществляется в соответствии с рабочим проектом № 63 и технологическим регламентом на крепление скважин.

Конструкция добывающих скважин на Приразломном месторождении одноколонная.

Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 30 м с целью перекрытия неустойчивых четвертичных отложений. Направление оборудуется башмаком Б-324.

Цементирование направления производится портландцементом ПЦТ-ДО-50 плотностью 1,83 г/см³ до устья. Для ускорения схватывания тампонажного раствора к цементу добавляется 4% CaCl₂. Перед тампонажным раствором закачивается 1м³ технической воды. В качестве промывочной жидкости используется буровой раствор.

Кондуктор диаметром 245 спускается на глубину 560 м, применяются трубы НО РМКБ. Кондуктор оборудуется башмаком БК-245 и пружинными центраторами ЦЦ-245/295-320-I в количестве 3 штук, один из которых

устанавливается на башмачной трубе, второй – на 10 м выше и один на верхней трубе.

Цементирование кондуктора производится портландцементом ПЦТ-ДО-50 до устья. Для ускорения схватывания тампонажного раствора к цементу добавляется 4% CaCl₂. Перед тампонажным раствором закачивается 5м³ технической воды, обработанной сульфанолам.

Эксплуатационная колонна диаметром 146 мм спускается на проектную глубину 2590 м. Для добывающих скважин применяются трубы ГОСТ-632-80 с нормальной резьбой. Колонна труб оборудуется башмаком БК-146, обратным клапаном ЦКОД-146/191-216-1, центрирующими фонарями ЦЦ-146/191-216-1 в количестве 11 штук, которые устанавливаются в продуктивной части разреза на расстоянии не более 10 м друг от друга. Уплотнительная смазка для труб направления, кондуктора и эксплуатационной колонны применяется Р-402.

Тампонажный цемент за эксплуатационной колонной поднимается на 100 м выше башмака кондуктора (до уровня 460 м).

Продуктивная часть разреза цементируется (в интервале 2370-2590м) портландцементом ПЦТ-ДО-100, плотностью 1,8гс/см³ (добавка глинопорошка 14% к массе цемента). Перед тампонажным раствором в скважину закачивается 15м³ буферной жидкости (техническая водва обрабатывается 0,6% сульфанола).

При толщине глинистой перемычки менее 2м, расположенной между нефтяным и водоносным пластами, на колонне устанавливаются центраторы через 5м на участке 20м от границы интервала перфорации.

3.2.3 Оборудование, средства КИП, инструменты и приспособления применяемые при ГРП

Основное оборудование, используемое для производства ГРП, включает в себя смесительный агрегат (пескосмеситель (блендер) фирмы «Стюарт и Стивенсон» на шасси «Кенворт»), автомобиль для транспортировки и подачи пропанга в смесительный агрегат (песковоз фирмы «Стюарт и Стивенсон»),

автомобиль для перевозки химреагентов, насосные установки (насосный агрегат фирмы «Стюарт и Стивенсон»), агрегат для поддержания давления в затрубном пространстве, компьютерный центр управления процессом ГРП (станция управления и контроля фирмы «Стюарт и Стивенсон»), а также установленные на кусту емкости с жидкостью ГРП (автоцистерны АЦН-10, называемые буллитами), обвязку устья скважины подъемный агрегат для монтажа и демонтажа наземного и подземного оборудования.

Устьевая арматура

Арматура устья 2АУ-700 и 2АУ-700СУ используется для обвязки устья скважин с насосными установками при гидроразрыве пластов. Такая арматура позволяет спускать (поднимать) НКТ с муфтами без нарушения герметизации устья скважины. Арматура состоит из трубной и устьевого головок и элементов их обвязки.

К оборудованию, при помощи которого проводят спуско-подъемные операции, относятся подъемные лебедки, монтируемые на самоходной транспортной базе автомобиля (А-50У)

В дополнение, в состав оборудования ГРП входит регулируемый предохранительный клапан, устанавливаемый на обсадную колонну и служащий для предотвращения ее порыва при приложении давления ГРП в случае обрыва подвески НКТ.

Для предотвращения обрыва НКТ, разрушения нагнетательных линий и повреждения насосных установок в случае резкого роста давления ГРП при засыпке скважины пропантом используется электронное предохранительное устройство.

На основную нагнетательную линию устанавливаются также гидравлические датчики давления, которые соединяются с гидромеханическим самописцем давления.

При гидравлическом разрыве пласта в качестве подземного оборудования используются гладкие высокогерметичные насоснокомпресорные трубы типа НКТ из стали группы прочности «к», «Е», «Л», «М», и «Р» по ГОСТ 633-80 с условным диаметром 73 и 89мм.

Для разобщения фильтровой зоны свола скважины от верхней части с целью предотвращения порывов эксплуатационной колонны применяются пакеры – разобщители. Пакер подбирают по ожидаемому максимальному перепаду давления в нем при проведении процесса ГРП, диаметру проходного сечения (для применяемых НКТ), диаметру эксплуатационной колонны и температуре.

Кроме того, при производстве ГРП с применением огнеопасных жидкостей на кустовой площадке находятся пожарные автомобили в количестве не менее двух. С целью оказания первой медицинской помощи в случае аварии или при несчастном случае на кустовой площадке находится также автомобиль "скорой помощи" с квалифицированным медперсоналом.

Смесительный агрегат

Смесительный агрегат предназначен для приготовления жидкости ГРП. В зависимости от конструкции различают смесительные агрегаты, смонтированные на автомобилях, и смесительные агрегаты, смонтированные на автомобильных прицепах.

Смесительный агрегат оборудован двумя основными насосами - всасывающим - для забора жидкости из буллитов ГРП и нагнетательным - для возврата жидкости в буллиты ГРП в процессе ее циркуляции при приготовлении, а также для подачи жидкости на насосные установки в процессе ГРП.

Смесительный агрегат оборудован также двумя манифольдами : всасывающим и нагнетательным, первый из которых предназначен для забора жидкости из булитов, второй - для подачи жидкости на насосные установки..

Приготовление жидкости ГРП производится в смесительной емкости. Кроме приготовления жидкости ГРП, смесительная емкость предназначена также для приготовления смеси жидкости ГРП с пропантом.

Для поддержания надлежащего уровня жидкости в смесительной емкости в процессе приготовления жидкости ГРП, во время ее подачи на насосные установки, а также во время приготовления смеси пропанта используется так называемый мерной клапан. Этот клапан также управляется дистанционно из кабины оператора.

Для обеспечения контроля за параметрами процесса в кабине оператора смесительного агрегата установлены следующие контрольно-измерительные приборы:

1. манометр давления всасывания жидкости из булитов;
2. манометр давления подачи жидкости на насосные установки;
3. манометр давления в основной нагнетательной линии;
4. указатель подачи жидкости;
5. манометр давления в гидросистеме;
6. указатель оборотов шнека смесительной емкости.

Кроме того, для контроля за работой двигателей на панели управления установлены указатели оборотов, давления масла, а также регуляторы дросселей и переключатели скоростей.

Для обеспечения контроля за подачей жидкости на смесительном агрегате установлен расходомер турбинного типа,

Автомобиль для транспортировки и подачи пропанта в смесительный агрегат (песковоз)

Данный автомобиль предназначен для доставки требуемого количества пропанта на кустовую площадку и для его подачи в смесительный агрегат со скоростью, определяемой программой ГРП.

Конструктивно песковоз представляет собой бункер, смонтированный на автомобильном шасси. Емкость бункера может быть различной, однако наиболее широкое распространение получили бункера емкостью 18-22 тонны пропанта. Бункер оборудован подъемным гидроцилиндром, служащим для подъема бункера в рабочее положение. Подача пропанта в смесительный агрегат осуществляется посредством транспортера, приводимого гидромотором. Как уже упоминалось, подача пропанта в смесительный агрегат производится транспортером, приводимым в действие гидромотором. Поскольку соблюдение указанных в программе ГРП концентраций пропанта является крайне важным, причем концентрация пропанта в жидкости ГРП напрямую зависит от скорости подачи жидкости, скорость вращения транспортера и соответственно скорость подачи пропанта должны тщательно регулироваться. Это достигается тем, что скорость вращения гидромотора транспортера управляется импульсным микрогенератором, который в свою очередь управляется предварительно настраиваемым микрокомпьютером или контроллером.

Поскольку для обеспечения заданной концентрации пропанта скорость вращения транспортера должна соответствовать скорости подачи жидкости на насосные установки, микрокомпьютер подключается к расходомеру, установленному на смесительном агрегате, за счет чего обеспечивается соответствие скорости вращения транспортера скорости подачи жидкости.

Управление транспортером песковоза производится обычно из компьютерного центра управления, однако в качестве дополнительной меры безопасности к нему подключается дополнительный выносной пульт

управления, аналогичный микрокомпьютеру, установленному в компьютерном центре.

Автомобиль для перевозки химреагентов

Этот автомобиль предназначен для транспортировки хим.реагентов и подачи их в смесительный агрегат в процессе приготовления жидкости ГРП. Конструктивно он представляет собой закрытый кузов, смонтированный на автомобильном шасси.

Поскольку хим.реагенты ГРП могут эффективно использоваться только при определенной температуре (обычно $+15$ $-+18^{\circ}\text{C}$), кузов выполнен в термоизолированном исполнении и оборудован мощными автономными обогревателями, за счет чего внутри кузова обеспечивается требуемая температура при температуре окружающего воздуха до -40°C .

Как правило, транспортировка жидких хим.реагентов производится в бочках, соответственно кузов оборудован специальными приспособлениями для их надежного крепления.

К специальному оборудованию автомобиля относятся насосы для подачи хим.реагентов в смесительный агрегат. В стандартное оборудование кузова входят обычно три таких насоса - для отдельной подачи гелланта, активатора и сурфактанта, однако при необходимости (в зависимости от используемой системы жидкости ГРП)

могут устанавливаться дополнительные насосы. Примером может служить специальный насос для подачи активатора системы ОС-10 - поскольку при использовании этой системы активатор подается в процессе закачки жидкости, требуется насос более высокой производительности, чем производительность штатных насосов.

Насосные установки ГРП

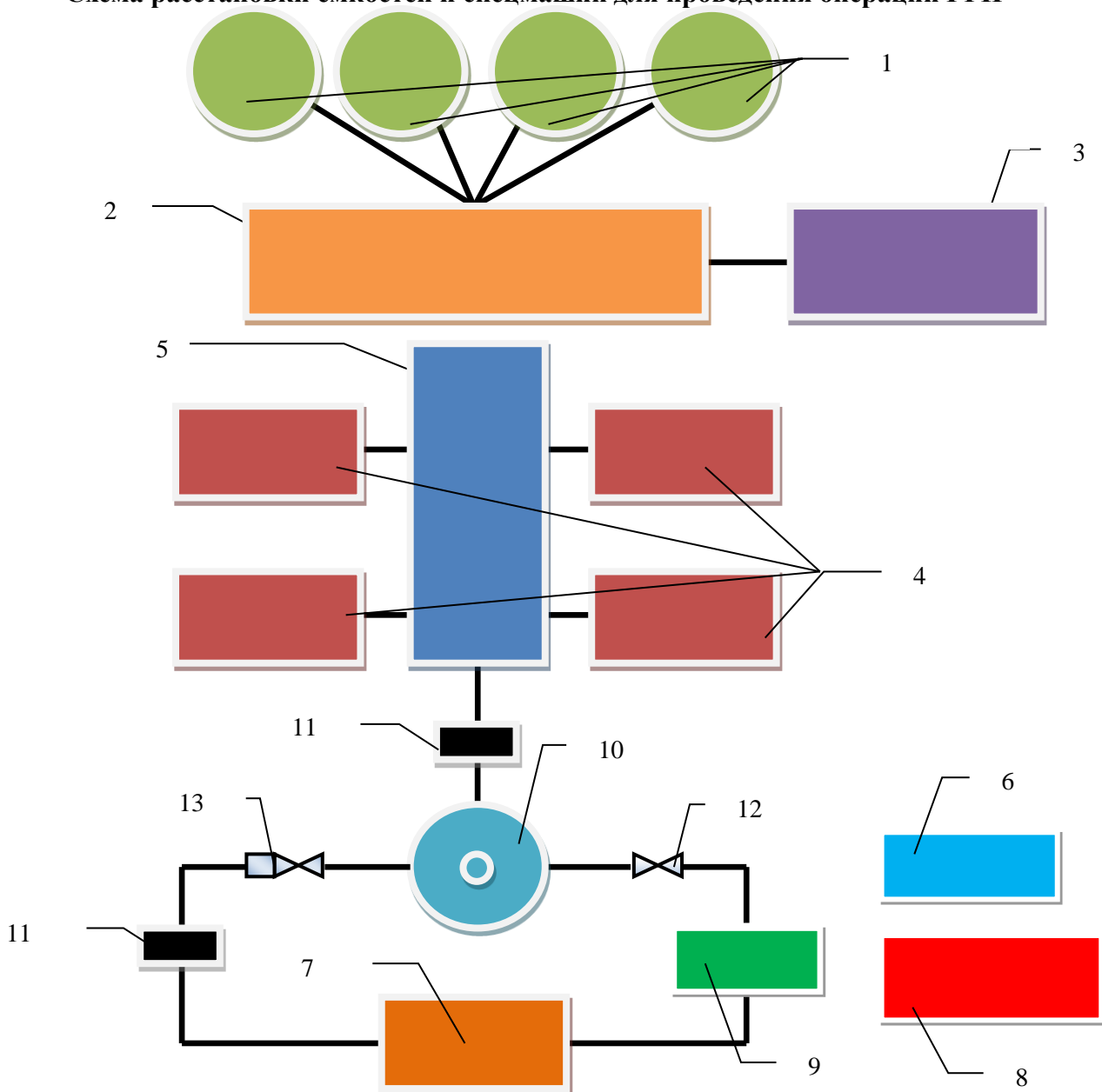
Насосная установка ГРП представляет собой единый агрегат, включающий в себя собственно насос, двигательную установку и коробку передач. Насосные установки могут монтироваться на автомобильных шасси. Характерными особенностями насосных установок ГРП являются:

- а) высокая мощность двигателя (до 1000 кВт);
- б) высокая производительность насоса при высоких давлениях (до 1.5м³/мин при давлении 350 - 400 атм.);
- в) способность развивать высокие давления при низких скоростях закачки (до 1000 атм.).

С целью обеспечения безопасности оператора управление насосной установкой ГРП производится с выносного пульта управления, который обычно устанавливается на безопасном расстоянии от нагнетательных линий и устья скважины. Органы управления и контрольно-измерительные приборы выносного пульта включают в себя:

- а) регулятор дросселя;
- б) переключатель скоростей;
- в) указатель оборотов двигателя;
- г) указатель скорости закачки;
- д) индикаторные лампы низкого давления масла и высокой температуры двигателя;
- е) аварийный выключатель двигателя.

Схема расстановки емкостей и спецмашин для проведения операции ГРП



- 1) Емкости (автоцистерны) для рабочей жидкости
- 2) Пескосмеситель (блендер)
- 3) Песковоз (пескосмеситель)
- 4) Насосный агрегат 4АН-700
- 5) Блок манифольдов 1БМ-700
- 6) Станция контроля
- 7) Насосный агрегат ЦА-320М
- 8) Пожарная машина
- 9) Емкость для продавочной жидкости
- 10) Скважина
- 11) Датчик давления
- 12) Запорная арматура
- 13) Предохранительный клапан

Основные требования к качеству рабочих жидкостей (жидкости разрыва, жидкости песконосителя и продавочной жидкости):

- 1) не снижать проницаемость продуктивного пласта;
- 2) не содержать механических примесей;
- 3) не образовывать в пласте нерастворимых осадков.

Кроме того, жидкость песконоситель должна обладать заданными регулируемыми реологическими свойствами, обеспечивающими доставку расклинивающего реагента (песка проппанта) на расчетную длину трещины и закрепление его там после окончания операции.

Обычно в качестве жидкости разрыва и жидкости песконосителя используют одну и ту же жидкость.

В качестве рабочих жидкостей для ГРП могут использоваться загущенные углеводородные жидкости (нефть, керосин, дизельное топливо) инвертные эмульсионные растворы, нефтекислотные эмульсии, а также загущенные жидкости на водной основе.

На основе накопленного опыта предприятия "Интраc" рекомендуются к использованию два типа рабочей жидкости:

а) на углеводородной основе: загущенная нефть или загущенное дизтопливо.

Для глушения в качестве гелеобразователей используются импортные химреагенты NGA-37, NGA-44. Для разложения геля используется деструктор "pH Breaker".

Вышеприведенная рабочая жидкость (гель) применяется управлением «Интраc» ООО Юганскнефтегаз. Основа для приготовления (нефть, дизтопливо) завозятся на скважину в готовом виде. Гелеобразователи и деструктор вводятся непосредственно перед проведением ГРП. Недостатком этой рабочей жидкости на углеводородной основе является ее относительно высокая стоимость;

б) на водной основе: пластовая или сеноманская вода, загущенная гелями.

В качестве химреагентов, обеспечивающих загущение и технологические свойства жидкости на водной основе используются импортные композиции: WGA-1, NCL-100, NE-201, BXL-10.OC. Для разложения геля на водной основе применяется деструктор "Ap-Break".

По данным [1] для плотных пород при вскрытой толщине не более 20 м, объем рабочей жидкости рекомендуется определять из расчета 4-6 м³ на 1 м вскрытой части пласта. Исходя из анализа опыта работ по ГРП на месторождениях ОАО "Юганскнефтегаз", количество рабочей жидкости принимается из расчета 6м³ на 1м пласта. Из общего количества рабочей жидкости половина используется в качестве жидкости разрыва, вторая половина - в качестве песконосителя[6].

3.3. Материалы для закрепления трещин.

Для закрепления трещин и сохранения их высокой проницаемости после осуществления разрыва пласта и последующего снижения давления на пласт обычно используется кварцевый песок с размером зерен 0,6-1,2 мм.

Песок должен обладать высокой прочностью, быть хорошо отсортированным и не содержать пылевых, глинистых, илистых и карбонатных частиц.

Рекомендуется также в соответствии со стандартами API применение искусственного песка-проппанта, получаемого в результате термической обработки окислов кремния. Потребное количество песка (проппанта) определяется в соответствии с расчетной оптимальной длиной трещины. Для расчетов в регламенте количество песка (проппанта) может быть определено из соотношения:

$$Q_{\text{п}} = 10^3 \cdot V_{\text{жп}} \cdot C, (\text{т}) ;$$

где $V_{\text{жп}}$ - объем жидкости - песконосителя, м³;

C -концентрация песка в жидкости - песконосителе, кг/м³.

Относительная концентрация песка в жидкости - песконосителе определяется опытным путем. Определенная на основе опыта проведенных на месторождениях ООО "Юганскнефтегаз" работ по ГРП концентрация песка

рекомендуется в пределах от 100 кг/м^3 в начале операции до 800 кг/м^3 в конце ГРП. В каждом конкретном случае количество песка, его концентрация в жидкости определяются расчетным путем. Для расчета потребности песка на всю операцию ГРП рекомендуется принимать среднее значение концентрации песка 450 кг/м^3 . Для приготовления пескожидкостной смеси и подачи рабочей жидкости в насосные агрегаты в процессе ГРП используются один пескосмесительный агрегат (блендер) фирмы "Стюарт и Стивенсон" на шасси "Кенворт". Подвоз песка осуществляется песковозом фирмы "Стюарт и Стивенсон" на шасси "Кенворт" грузоподъемностью 20 т. Потребное количество песковозов определяется отношением, потребного количества песка на массу песка транспортируемого установкой.

3.4. Геометрия трещин.

Для определения результатов и эффективности гидроразрыва пласта необходимо знать интервалы, в которых образовались трещины. В настоящее время существует несколько способов определения местоположения трещин, образовавшихся при гидроразрыве.

Один из них заключается в выявлении устья трещины путём ввода в неё какого-нибудь индикатора, хорошо улавливаемого приборами. В качестве индикаторов применяются радиоактивный песок, радиоактивные шарики или радиоактивная жидкость.

Второй способ заключается в том, что определяется интервал, в котором произошло изменение приёмистости или продуктивности скважины.

Определить устье трещины и интервал, в котором произошло изменение дебита в эксплуатационных скважинах, так же можно и рядом других методов. Однако, как показал анализ всех методов определения местоположения устья трещины и интервал, в котором произошло изменение продуктивности и приёмистости скважины, они не всегда дают точную характеристику, т.к. несовершенны, а многие из них дорогостоящие и опасные.

Динамика породообразовательных процессов, складчатое строение пласта и в связи с этим, его неравномерная загруженность по площади дают

основание считать наиболее вероятной формой развития трещин при гидроразрыве - рукавообразную форму, ориентированную в плоскости пласта в том направлении, в котором порода менее нагружена, более разрыхлена действием процессов старения, тектонических и фильтрационных сил.

Согласно гипотезе академика С.А.Христиановича, снижение давления в ограниченной области вокруг ствола скважины происходит в процессе бурения, когда выше - и ниже лежащие глинистые пласты, практически деформируясь в ствол скважины, снижают давление на продуктивный пласт. После цементации эксплуатационной колонны эти процессы прекращаются .

В процессе эксплуатации скважины, всегда вместе с жидкостью из пласта выносятся и твёрдая фаза, представленная мелкими песчаниками и разрушенным цементирующим материалом. Этот вынос породы изнутри самого пласта, существенно снижает его напряжённое состояние: пласт становится более рыхлым вокруг ствола скважины и часто, разрушаясь, даёт песчаные пробки. По этому другим решающим фактором , вызывающим снижение горного давления вокруг ствола скважины, являются процессы старения пласта .

Таким образом, можно сделать вывод , что наиболее вероятной формой развития трещин, форма рукавов ориентированных в том направлении , откуда больше отобрано твёрдой фазы и жидкости . В первом приближении - это направление к скважинам с наибольшей проницаемостью .

3.5.Выбор скважин для проведения ГРП

При выборе скважины для проведения ГРП необходимо учитывать качество цементного кольца в намеченном интервале разрыва, расстояние от водонефтяного контакта или водоносных горизонтов, состояние забоя эксплуатационной колонны и устья скважины.

Для гидроразрыва предпочтительны слабопроницаемые, сцементированные, крепкие породы, т.е. ГРП в первую очередь следует подвергать скважины в которых породы пластов при опробовании или эксплуатации не разрушаются и в которых не наблюдаются песчаные пробки.

Рекомендуется избегать разрывов в глинистых зонах, хотя наличие глинистых линз не может существенно влиять на результат этого процесса.

По горизонтам, которые разрабатываются с ППД, эффективность ГРП оказывается выше. Вместе с тем ГРП не целесообразно проводить в добывающих скважинах, расположенных вблизи очагов или линии нагнетания, а также ВНК, так как при этом может произойти резкое увеличение притока воды и уменьшение притока нефти.

Считается, что разрыв пласта в скважинах с открытым забоем менее благоприятен, чем в обсаженных и перфорированных скважинах.

Предпочтительная толщина продуктивной части пласта, подвергаемого разрыву, составляет 2 – 15 м. В скважинах вскрывших многопластовые залежи или пласты толщиной более 15 м. проводят многократные или поинтервальные ГРП.

ГРП не рекомендуется осуществлять в технически не исправных скважинах. В скважинах, где в результате разрушения цементного камня или неудовлетворительной цементировки за колонной возникла циркуляция жидкости, необходимо провести цементирование для исправления кольца, а затем уже планировать ГРП.

При выборе скважин для проведения ГРП полезно использовать данные электрокаротажа, анализы кернов, историю эксплуатации скважины, данные по разрывам пласта на других скважинах одного и того же месторождения. Эти данные должны быть тщательно проанализированы.

Для проведения ГРП в условиях Западной Сибири существуют следующие группы объектов:

* 1 группа: с гидропроводностью менее $0,05 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/Па} \cdot \text{с}$ и с дебитом скважин менее 3 т/сут. Эта группа представляет резерв на перспективу, что связано с малой эффективной толщиной пласта или с относительно высокой вязкостью нефти;

* 2 группа: с гидропроводностью в пределах $0,05 - 0,10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м.Па} \cdot \text{с}$ и с дебитом скважин 3 – 5 т/сут.

* Большинство этих пластов можно рентабельно разрабатывать лишь с помощью ГРП, позволяющего переводить за балансовые запасы нефти в балансовые с вовлечением их в промышленную разработку;

* 3 группа: с гидропроводностью более $0,1 \text{ мкм}^2 \text{ м/Па} \cdot \text{с}$ и относительно высокими потенциальными дебитами скважин более 5 т/сут. для пластов, не однородных по толщине. Применение ГРП позволяет вовлечь в разработку ранее не дренируемые запасы нефти, увеличить темп отбора и нефтеотдачу пластов.

3.6. Подготовка скважины к гидроразрыву.

Подготовительные работы к проведению ГРП включают в себя следующие операции :

Обследование скважины, состоящее из проверки крепи в интервале ГРП методом АКЦ, а также наличия перетоков и технического состояния эксплуатационной колонны с помощью промыслово-геофизических исследований путем снижения уровня компрессором или специальным оборудованием (свабом). Работы по свабированию выполняются партией ПГИ или при работе бригады УКРС, со станка «СООреч» с помощью тартальной лебедки. При проведении работ по обследованию обязательно собирается материал об искусственном и текущем забое и привязка материала перфорации по локатору муфт и гамма-каратажу. Материалы по обследованию скважин, выполняемые силами НГДУ, должны иметь срок давности не более трех месяцев. Силами УКРС обследование проводится только после проведенного сложного ремонта, связанного с фрезерованием и ударными нагрузками на инструмент.

Тестирование скважины

На первом этапе геологической службой НГДУ подбираются скважины для проведения ГРП. Основными критериями подбора являются:

1. Пласты с ухудшенной емкостно-фильтрационной характеристикой (заглинизированы частым переслаиванием).

2. Скважины, давшие при опробовании слабый приток нефти по сравнению с окружающими.

3. Скважины с неоднородными пластами по разрезу (нагнетательные, с неравномерной приемистостью, эксплуатационные с неравномерным отбором).

ГРП проводить не рекомендуется:

В нефтяных скважинах, расположенных в приконтурных зонах и при наличии водоносных пропластков, горизонтов ближе 20 м.

В первом эксплуатационном ряду от разрезающего ряда, вблизи очага заводнения. При интенсивной закачке.

В скважинах, зонах, достигших проектной выработки.

При наличии межпластовых перетоков.

На втором этапе тестирование по физическим параметрам скважины проводится совместно геологическими службами НГДУ и КРС.

Подготовка инструмента, труб и подземного оборудования.

Доставка на скважину.

Все оборудование, эксплуатация которого связана с ГРП, находится на балансе УКРС.

Весь инструмент и оборудование, включая колонный скребок, пакер ГРП, устьевую головку ГРП, комплект НКТ - 59х5,5, паспортизируется. В паспорте отображается наработка комплекта или оборудования и проведенные ремонты.

Все перемещение оборудования или инструмента осуществляется силами БПО или НГДУ по заявке мастера КРС.

Подготовка скважины.

Перед ГРП пакер должен устанавливаться в интервале 30-50 м от верхних отверстий зоны перфорации, указанной в плане работ на скважину.

Интервал установки пакера должен скребковаться скребком. Доставка пакера на куст осуществляется группой подготовки ГРП в специальном контейнере. Пакер доставляется с навернутым опрессовочным седлом.

Перед спуском пакер соединяют на мостках с патрубком не вынимая пакер из контейнера. Специальный контейнер снимают с пакера после подъема НКТ в вертикальное положение.

Спуск пакера должен осуществляться на НКТ-89 мм с допустимым внутренним давлением не менее 700 МПа.

При спуске (подъеме) пакера в скважину скорость не должна превышать 0,25 м/сек.

Спуск пакера должен производиться с точным замером и отбраковкой труб, очисткой и смазкой резьб.

Опрессовка НКТ должна производиться на давление, указанное в плане работ на ремонт скважины.

Давление в НКТ при опрессовке наблюдается в течение 5 минут. Допускается снижение давления на 0,1 МПа.

Посадка пакера как гидравлического, так и механического типа производится в соответствии с инструкциями по эксплуатации пакеров.

При оборудовании устья скважины специальной арматурой, планшайба крепится на все шпильки, проверяется работоспособность задвижек. Лицо, посадившее пакер, заполняет отчет о посадке пакера и делает в вахтовом журнале и паспорте на ГРП краткое описание проведенной работы.

Подготовка площадки.

На территории куста бригады КРС подготавливается рабочая площадка размерами 50x50 м, с которой убираются посторонние предметы и производится планировка. В зимнее время площадка очищается ото льда и снега.

Площадка для расстановки техники и емкостного парка при ГРП должна отвечать следующим требованиям:

На площадке должна разместиться техника ГРП и емкостной парк (3 емкости по 40м³).

Площадка должна иметь свободный подъезд к скважине.

Площадка должна иметь поверхность, способную выдержать технику весом до 60 тонн.

После подготовки скважины к проведению ГРП бригада КРС снимает с устья скважины установку для ремонта скважины, мостки, трубы и все бригадное хозяйство в радиусе 50 метров от скважины. Мастер бригады КРС за сутки уведомляет СОУП УКРС о готовности скважины к ГРП. В течении этих суток начальник участка ГРП или ведущий инженер вместе с супервайзером УКРС проверяют состояние площадки и составляют схему расположения оборудования, которая утверждается главным инженером УКРС

После этого на площадку завозятся емкости и заполняются нефтью или водой. Емкости для жидкости - основы геля устанавливаются на твердую поверхность за пределами охранной зоны воздушных линий электропередач, нефтесборных сетей с расстоянием между ними не менее 1 метра. Горизонтальные емкости устанавливаются слегка наклоненными в сторону слива. После установки емкости заземляются на ранее подготовленный контур или колонну ближайшей скважины через заземляющий луч.

Подогрев воды или нефти производится с помощью АДПМ-5 при температуре окружающей среды ниже 0°С до температуры 20-30°С.

Завоз химреагентов и нефти (воды).

Завоз типа и количества жидкости - основы геля, доставка химреагентов осуществляется в соответствии с планом работ на ГРП силами БПО УКРС или БПО НГДУ в зависимости от того, чья бригада КРС работает на скважине.

Завоз нефти на скважину осуществляется звеном из трех АЦН-10 и одного ЦА-320.

Подготовка оборудования, участвующего в ГРП.

Гидравлический разрыв пласта производится техникой комплекса ГРП в составе:

- насосных установок, блендера (смесителя), установки для транспортировки расклинивающего агента (песковоза), блок манифольда, станции контроля;

Помимо комплекса ГРП на скважине должны находиться:

- пожарная машина, ЦА-320, ППУ, АЦН-10, оперативная машина.

Расстановка техники на кусту производится в соответствии с утвержденной схемой.

Монтаж нагнетательных линий от блока манифольда до устья скважины производится трубами диаметром 89 мм с помощью БРС.

Трубы укладываются на специальные подставки.

В нагнетательную линию последовательно устанавливаются, начиная от блока манифольда к устью скважины, тройни для датчика давления, обратный клапан и тройник для сброса давления.

Перед сборкой все БРС должны быть осмотрены, очищены от грязи, изношенные и дефектные резиновые уплотнения заменяются.

Блендер соединяется с емкостями и насосными агрегатами через блок манифольда или напрямую гибкими шлангами, оборудованными 4-х дюймовыми БРС.

Затрубное пространство скважины соединяется с насосным агрегатом (ЦА-320) 2-х дюймовыми трубами с БРС.

В мерном баке ЦА-320 должно быть в запасе не менее 1 м³ раствора или воды.

На другом стволе затрубного пространства последовательно устанавливается кран высокого давления в открытом положении и предохранительный клапан, срабатывающий при 15 МПа, свободный конец которого соединяется линией из 2-х дюймовых труб с емкостью.

Для контроля давления в затрубном пространстве на устьевой арматуре устанавливается датчик давления.

Для контроля параметров ГРП станцию контроля соединяют двумя кабелями с датчиками давления и двумя кабелями с блендером для контроля плотности и скорости закачки жидкости.

Для управления насосными агрегатами со станции контроля агрегаты пронумеровываются и соединяются кабелями с соответствующей панелью управления на станции контроля.

При проверке управления насосными агрегатами со станции контроля одновременно проверяется оборудование для записи процесса ГРП.

Под руководством бригадира комплексом ГРП производится заполнение рабочей жидкостью насосов, блока манифольда. Блендера и нагнетательных линий.

Машинист ЦА-320 создает давление на затрубном пространстве скважины, равное давлению опрессовки колонны.

Руководителем работ производится осмотр всех линий, коммуникаций и запорной арматуры.

Членам бригады комплекса ГРП выдаются рации и проверяется их работоспособность. Все люди не задействованные в процессе ГРП, удаляются в безопасное место в радиусе, не ближе 25 метров от устья скважины.

Ниже представлено схема расстановки емкостей для проведения операции гидроразрыва пласта.

3.7. Технологический процесс ГРП и план его проведения.

План проведения ГРП:

- 1) Заглушить скважину.
- 2) Провести ПГИ для определения состояния эксплуатационной колонны и профиля притока.
- 3) Произвести скребкование и промывку.
- 4) Установить устьевую головки для ГРП.
- 5) Спустить пакер на НКТ 89 и распаковать его.
- 6) Опрессовать затрубное пространство на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

7)Подготовить площадку и разместить оборудование для ГРП.

8)Произвести ГРП.

ГРП должно проводиться только в светлое время суток.

Руководителем ГРП проводится инструктаж по безопасному ведению работ, включающий:

- 1)порядок проведения опрессовки нагнетательной линии;
- 2)порядок работы при ГРП, проектные параметры ГРП;
- 3)вопросы пожарной безопасности;
- 4)порядок действий при аварийной ситуации или пожаре;
- 5)указания путей эвакуации людей и техники при чрезвычайной ситуации;
- 6)сообщения количества присутствующих на ГРП людей;
- 7)уточнение расположения рабочих мест и ответственность за объекты;
- 8)уточнение возникших вопросов.

В скважину закачивают жидкость разрыва минимальной вязкости одной насосной установкой на 2-3 режимах работы насоса. При этом замеряют давление, приемистость и определяют коэффициент приемистости скважины на каждом режиме. Затем ту же жидкость разрыва закачивают несколькими агрегатами при максимально возможной производительности насосов. Определяют величину 4-го коэффициента приемистости. Если при последнем режиме нагнетания достигается увеличение коэффициента приемистости в несколько раз по сравнению с первым режимом нагнетания одной насосной установкой на низшей скорости, то делают вывод о наличии трещин в разрываемом пласте. Если по данным закачивания жидкости с минимальной вязкостью трудно однозначно установить образование трещин и достигнутое давление намного ниже развиваемого агрегатами, то работы повторяют с использованием жидкости повышенной вязкости. На длительно разрабатываемых месторождениях величина давления разрыва и наиболее эффективный тип жидкости разрыва уже известны.

После установления признаков наличия трещин приступают к их закреплению, закачивая жидкость с песком при поддержании давления закачки.

Продавочную жидкость закачивают за песчано-жидкостной смесью без снижения темпов закачки.

Для предупреждения выноса песка из трещин и образования песчаных пробок на забое после завершения продавливания песчано-жидкостной смеси устье скважины закрывают до момента снижения давления до атмосферного.

Опрессовка линии высокого давления и блока манифольда производится на 1,25-кратное от ожидаемого при ГРП каждым насосным агрегатом при закрытой задвижке на устьевой арматуре. После 5-минутной выдержки руководитель ГРП дает команду на открытие задвижки на устьевой арматуре для сброса избыточного давления в скважину. После сброса давления в скважину руководитель ГРП дает команду о закрытии устьевой задвижки и сброса давления в желобную емкость. Руководитель ГРП с бригадиром и супервайзером УКРС производят осмотр линии высокого давления и при необходимости с помощью операторов устраняется негерметичность. После устранения негерметичности производится повторная опрессовка линии.

После проведения опрессовки линии руководитель ГРП дает команду об открытии устьевой задвижки, занятии персоналом рабочих мест и минутной готовности до начала ГРП.

Руководитель работ дает команду на блендер о подаче жидкости и поочередно запускает и выводит на рабочий режим все насосные агрегаты, комментируя свои действия по рации.

Операторы насосных агрегатов, находясь у установок следят за показаниями приборов, регистрирующих работу двигателей и насосов, а также смазкой штоков насоса. При появлении посторонних шумов, вибрации, дыма немедленно по рации сообщают руководителю работ.

Руководитель ГРП должен проводить процесс, руководствуясь утвержденной программой работ на ГРП, сообщая по рации о ходе работ.

В процессе ГРП на станции контроля должны регистрироваться все основные параметры процесса:

- 1) давления нагнетания;

- 2) скорость закачки;
- 3) объем закачанной жидкости;
- 4) давление в затрубном пространстве скважины.

Контроль за количеством рабочей жидкости разрыва каждой емкости ведется операторами при помощи уровнемеров. Первый помощник руководителя ГРП следит за уровнем и передает по рации информацию руководителю ГРП по его требованию.

При приближении давления на нагнетательной линии к величине опрессовки НКТ, руководитель должен снизить скорость закачки рабочей жидкости, а в дальнейшем провести процесс в соответствии с планом работ ГРП.

Если в процессе ГРП произойдет нарушение герметичности работы пакера и срабатывает предохранительный клапан, руководитель останавливает технику комплекса ГРП. Далее руководитель дает команду закрыть кран высокого давления перед предохранительным клапаном и открыть задвижку на линии высокого давления в районе отвода на желобную емкость. После чего подается команда на ЦА-320 для проведения обратной промывки скважины (если авария произошла при закачке или продавке пропанта). После проведения промывки ЦА-320 останавливается, а оператор закрывает задвижку на устьевой арматуре.

Следует помнить, что в зимнее время в нагнетательных линиях образуются ледяные пробки, поэтому перед ГРП необходимо удостовериться в их отсутствии.

После завершения ГРП руководитель работ подает команду оператору блендера о прекращении подачи жидкости и останавливает насосные агрегаты. После этого руководитель работ подает команду закрыть задвижку на устьевой арматуре и сбросить давление в затрубном пространстве скважины.

Дальнейшие работы на скважине производятся в соответствии с планом работ на освоение скважины после ГРП.

После проведения ГРП в целях сохранности техники и оборудования, а также для соблюдения природоохранных мероприятий необходимо выполнить следующее:

1. Насосные агрегаты поочередно прокачиваются солевым раствором или водой (в летнее время) в желобную емкость.
2. При разборке линий, идущих от емкостей, необходимо сливать гель из шлангов в специальные поддоны.
3. Остатки геля перекачиваются в одну емкость и при необходимости утилизируются.
4. Техника трубы и шланги отпариваются ППУ.
5. Техника комплекса ГРП обслуживается и готовится к движению бригадой в соответствии с инструкцией по эксплуатации.
6. При разборке линий манифольда трубки и шланги укладываются на отведенные места и блок манифольда приводится в транспортное положение.
7. При сматывании кабелей, идущих на станцию контроля, не допускается их перекручивание и растяжка.
8. Разборка линий, идущих от затрубного пространства скважины, осуществляется машинистом ЦА-320 и членами бригады КРС.
9. На кусту ликвидируются разливы рабочей жидкости ГРП.

Движение техники комплекса ГРП с куста на базу осуществляется по обследованному маршруту вместе с техникой сопровождения (оперативная машина).

3.8 Исследования скважины после гидроразрыва.

После проведения операции гидроразрыва необходимо провести запись профиля притока с целью определения типа спускаемого оборудования.

Информация о профиле притока может быть получена с помощью дебитометрических исследований скважины опускаемым на кабеле скважинным прибором - дебитомером для добывающих и расходомером для нагнетательных скважин. При перемещении такого прибора вдоль вскрытого интервала скважины, получается информация о распределении интенсивностей притока или поглощения вдоль перфорированного участка пласта.

Кроме того снимаются данные о дебите скважины на основании которых производится подбор компоновки оборудования.

3.9 Расчет технологического процесса ГРП для скважины 56119

Расчет параметров ГРП в ООО "РН-Юганскнефтегаз" производится по программе трехмерного моделирования, а в данном дипломном проекте процесс ГРП будет рассчитываться по методике И.Т.Мищенко вручную выбранной для этого мероприятия скважины 56119 [7].

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

- 1) расчет основных характеристик процесса и выбора необходимого количества техники для проведения ГРП;
- 2) определение вида трещин и расчет ее размеров.

Методика расчета основных параметров ГРП.

1) Для расчета давления разрыва пласта при использовании нефилтующей жидкости можно воспользоваться следующей формулой:

$$P_p = P_{вг} - P_{пл} + G_p, (2.1)$$

где $P_{вг}$ – вертикальное горное давление, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

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

2) Рассчитаем вертикальную составляющую горного давления по формуле:

$$P_{вг} = H_{скв} \cdot \rho_{п} \cdot g, (2.2)$$

где $H_{скв}$ - глубина скважины, м;

$\rho_{п}$ - средняя плотность вышележащих пород, кг/м³ ($\rho_{п}=2300$ кг/м³);

g – ускорение свободного падения, кг/см³.

3)Далее рассчитаем горизонтальную составляющую горного давления по формуле:

$$P_{гг} = P_{вг} \cdot \frac{\gamma}{(1 - \gamma)}, (2.3)$$

где γ - коэффициент Пуассона горных пород ($\gamma = 0,2 \div 0,3$).

4)Необходимое забойное давление найдем по формуле:

$$P_{заб} = P_p \cdot a, (2.4)$$

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

5)Определим давление на устье скважины, которое необходимо создать для осуществления процесса ГРП:

$$P_y = P_{заб} - P_{ст} + P_{тр}, (2.5)$$

где $P_{ст}$ – статическое давление, МПа;

$P_{тр}$ - потери давления на трение, МПа.

6)Статическое давление определяется по формуле:

$$P_{ст} = \rho_{см} \cdot g \cdot H_{св}, (2.6)$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси, которая определяется по формуле представленной ниже.

Плотность смеси:

$$\rho_{см} = (\rho_{пр} - \rho_{ж}) \cdot C + \rho_{ж}, (2.7)$$

где C - объемная доля песка в смеси.

Объемная доля песка в смеси определим по формуле:

$$C = \frac{C_{пр}}{C_{пр} + \rho_{пр}}, (2.8)$$

где $C_{пр}$ – концентрация пропанта, кг/м³.

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

$$P_{\text{тр}} = 1,52 \cdot \lambda \cdot \frac{16 \cdot Q^2 \cdot H}{6,28 \cdot d^5} \cdot h, (2.9)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

d - диаметр насосно-компрессорных труб, м ($d = 89 \text{ мм} = 0,089 \text{ м}$).

8) Коэффициент гидравлического сопротивления:

Коэффициент гидравлического сопротивления, для турбулентного режима, $Re > 1530$,

$$\lambda = \frac{0,3164}{\pm Re}, (2.10)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления, для ламинарного режима $Re \leq 1530$,

$$\lambda = \frac{64}{Re}, (2.11)$$

где Re - число Рейнольдса;

9) Определяем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{см}}}{3,14 \cdot d \cdot M_{\text{см}}}, (2.12)$$

где Q – темп закачки, м³/с;

$M_{\text{см}}$ – вязкость смеси, мПа·с.

10) Вязкость смеси равна:

$$M_{\text{см}} = M_{\text{ж}} \cdot e^{(3,18 \cdot C)}, (2.13)$$

где $M_{\text{ж}}$ – вязкость рабочей жидкости, мПа·с.

11) Определим общий объем закачиваемой жидкости и продолжительность процесса гидроразрыва:

Объем жидкости пропантоносителя определяем из соотношения:

$$V_{\text{ж пр}} = \frac{G_{\text{пр}}}{C_{\text{пр}}}, (2.14)$$

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

$C_{\text{пр}}$ – концентрация пропанта, кг.

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

$$V_{\text{пр}} = \frac{K \cdot 3,14 \cdot d^2 \cdot H}{4}, \quad (2.15)$$

где K - коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб,

($K = 1,3$).

Тогда общий объем закачиваемой жидкости определим по формуле:

$$V_{\text{ж}} = V_{\text{ж п}} + V_{\text{ж пр}} + V_{\text{пр}}, \quad (2.16)$$

12) Длину вертикальной трещины определим из выражения:

$$L = \sqrt{\frac{V_{\text{ж пр}} \cdot E}{5,61 \cdot (1 - \lambda^2) h (P_{\text{п}} - P_{\text{гг}})}}, \quad (2.17)$$

13) Общую продолжительность процесса гидроразрыва определяют из соотношения:

$$t = \frac{V_{\text{ж}}}{Q}, \quad (2.18)$$

14) Число насосных агрегатов найдем из соотношения:

$$N = \frac{P_{\text{у}} \cdot Q}{P_{\text{а}} \cdot Q_{\text{а}} \cdot K_{\text{тс}}} + 1, \quad (2.19)$$

где $K_{\text{тс}}$ - коэффициент учитывающий техническое состояние агрегатов, ($K_{\text{тс}} = 0,8$).

15) Определим технологическую эффективность запроектированного гидроразрыва. Для этого сначала определим радиус трещины проведенного ГРП:

$$r_{\text{тр}} = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} \cdot E}{5,61 \cdot (1 - \lambda^2) h (P_{\text{заб}} - P_{\text{п}})}}, \quad (2.20)$$

где $V_{\text{ж}}$ - объем жидкости, м^3 ;

E - модуль упругости пород ($E = 1 \div 2 \cdot 10^4$ МПа).

Проппант распространяясь в трещины, не заполняет ее полную длину, а проходит на 90 % ее длины, поэтому:

$$r_{\text{тр}} = r_{\text{тр}} \cdot 0,9, (2.22)$$

16)Ширину трещины определяем по формуле:

$$w = \frac{4 \cdot (1 - \lambda)r_{\text{тр}}(P_{\text{заб}} - P_{\text{р}})}{E}, (2.21)$$

17)Определим остаточную ширину трещины:

$$W_{\text{ост}} = \frac{w \cdot C}{1 - m}, (2.23)$$

где m – пористость трещины, (m = 0,3).

18)Проницаемость таких трещин определяется по формуле:

$$K_{\text{тр}} = \frac{w^2}{12}, (2.24)$$

19)Определим проницаемость призабойной зоны:

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

$$K_{\text{пз}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot h + K_{\text{тр}} \cdot w}{h + w}, (2.25)$$

20)Определим, во сколько раз увеличится проницаемость в результате создания трещины:

$$K = \frac{K_{\text{пз}}}{K_{\text{п}}}, (2.26)$$

21)Проницаемость всей дренажной системы изменяется незначительно, поэтому из формул Дюпюи, выводим приближенную формулу ожидаемого эффекта от гидроразрыва:

$$\varepsilon = \frac{\lg\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right)}{\lg\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{т}}}\right)}, (2.27)$$

где R_k - радиус контура питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами, м ($R_k = 300$ м).

r_c - радиус скважины, м ($r_c = 0,145$ м).

22) Среднее увеличение дебита нефти можно определить по формуле:

$$Q = q \cdot \mathcal{E} \cdot i, (2.28)$$

где q - средний дебит нефти до ГРП, т/сут;

i - успешность проведения ГРП, $i = 98\%$

4 Анализ применения ГРП

К настоящему времени на Приобском лицензионном участке проведено 7631 операций ГРП. Динамика проведения ГРП приведена на рисунке 6.1.1. Начиная с 2000 г. ГРП (ГРП при ВНС) применяется в качестве способа заканчивания при вводе новых скважин. Начиная с 2002 г. наблюдается тенденция к проведению повторных операций ГРП с увеличенной массой пропанта для подключения дополнительных пропластков, не вовлеченных в разработку при предыдущих ГРП, а также ввода в работу бездействующих скважин. Охват фонда скважин ГРП по Приобскому лицензионному участку составляет 100%[4].

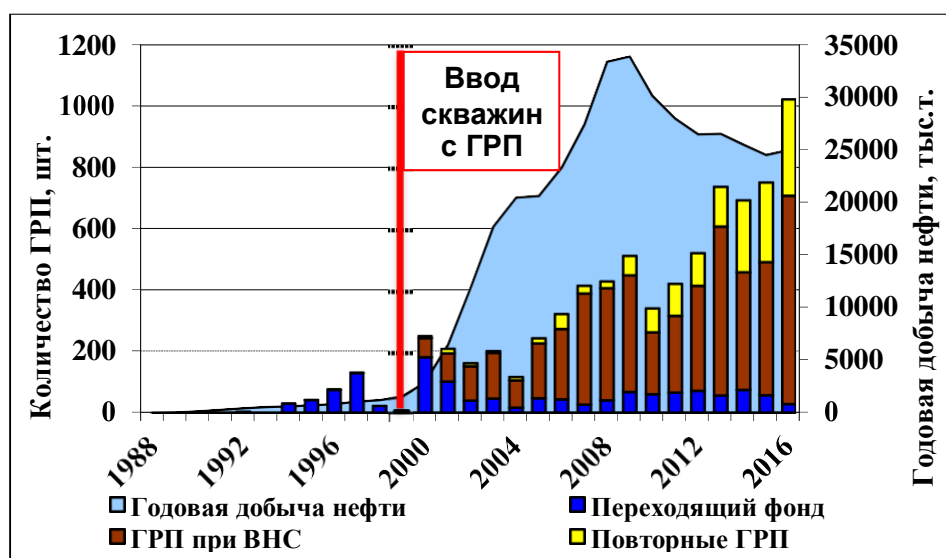
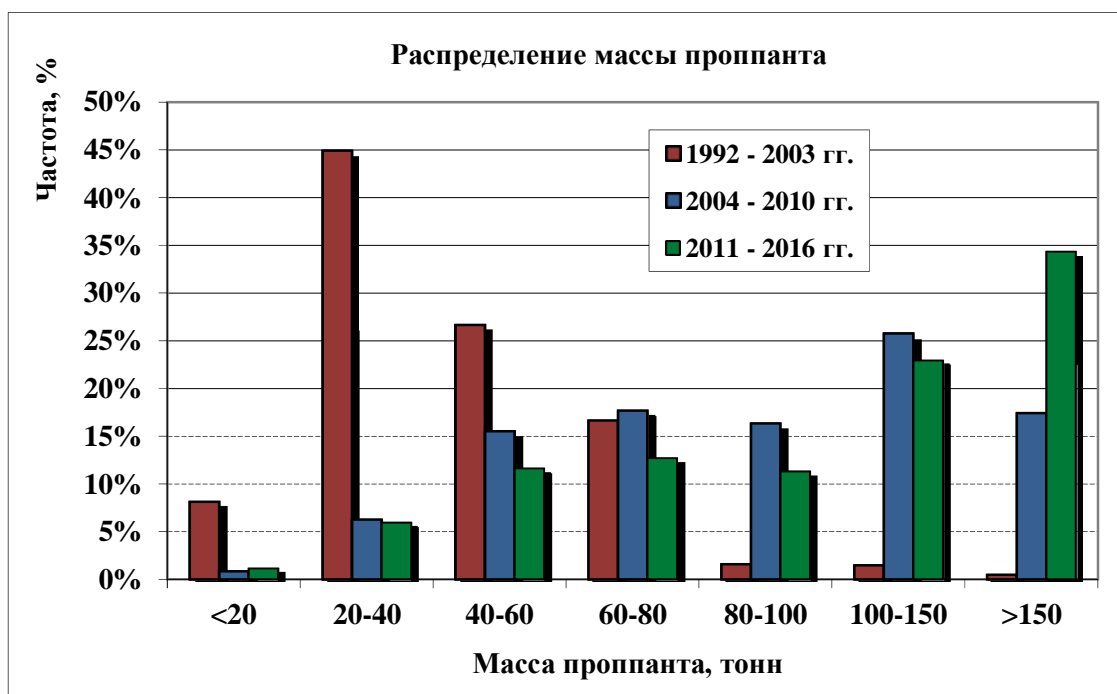


Рисунок 4.1 – Динамика проведения ГРП на Приобском месторождении

Абсолютное большинство проведенных операций ГРП были успешными, и с точки зрения кратности приростов дебитов жидкости и нефти, и с точки зрения темпов обводнения. Первые операции ГРП характеризовались относительно небольшой массой закачиваемого проппанта (среднее значение около 10 т) и, соответственно, небольшой полудлиной трещины, до 35 м. Помимо этого, в 90-х годах еще не существовало надежных технологий закрепления проппанта в трещине, что приводило с одной стороны, к преждевременному выходу из строя насосов, с другой, к быстрому снижению продуктивности скважины. За последние годы технология проведения ГРП существенно усовершенствована[4].

Многочисленные лабораторные исследования позволили выбрать оптимальные рецептуры жидкостей разрыва, разработать более прочные марки проппанта и различные методы его крепления в призабойной зоне пласта. Для оптимизации дизайна ГРП постоянно привлекаются современные методы исследования коллекторов (MDT, FMI, DSI). Усовершенствованы сами методики дизайна ГРП. В результате этого осуществляется эффективное управление ГРП. На рисунке 6.1.2 приведено изменение распределения массы закачиваемого проппанта по годам для Приобского месторождения. Увеличение массы проппанта в последние годы связана также с выходом бурения в зоны с высокой расчлененностью.

Рисунок 4.2 – Распределение массы закачанного проппанта по годам



4.1 Анализ эффективности проведенных мероприятий ГРП на переходящем фонде скважин

За период с 01.01.2011 г. по 01.01.2016 г. на переходящем фонде Приобского лицензионного участка проведено 1497 операций гидроразрыва пласта (рисунок 4.3).

Дополнительная добыча нефти от ГРП по переходящему фонду за анализируемый период составила 14365 тыс.т.

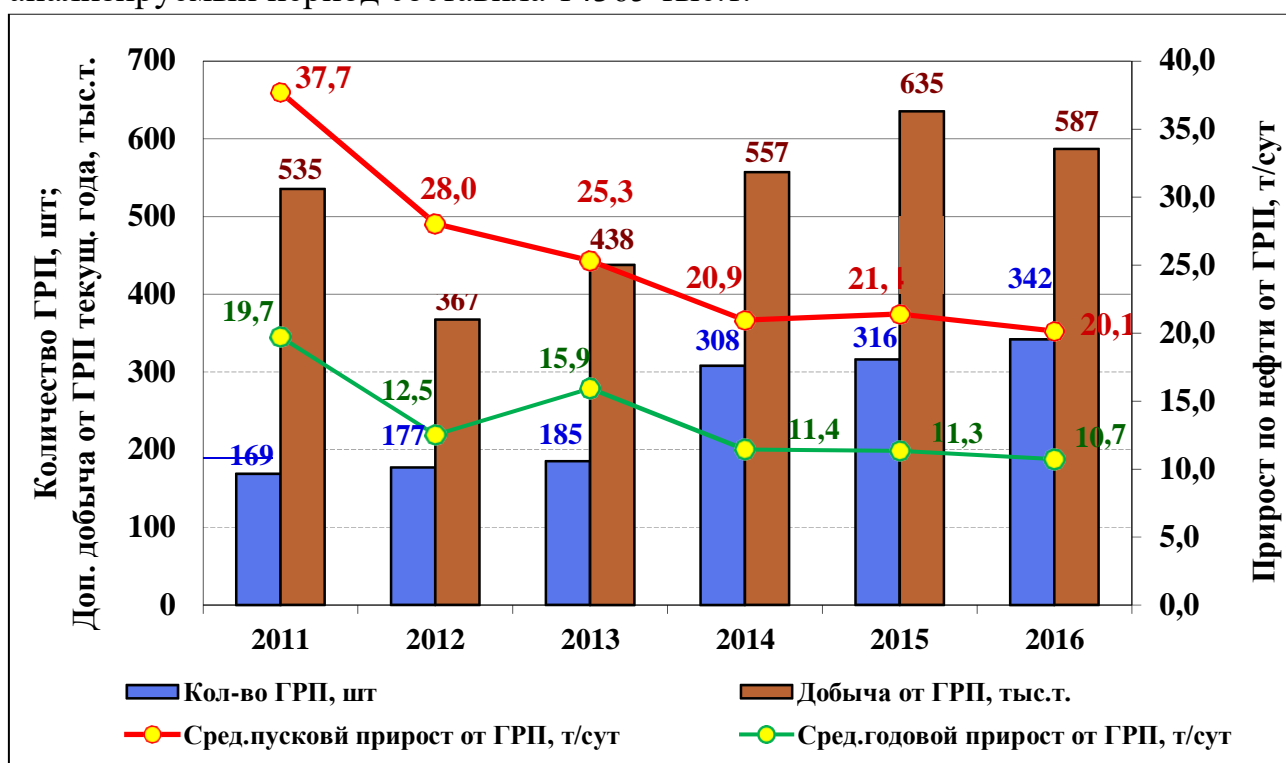


Рисунок 4.3 – Динамика проведения ГРП на переходящем фонде скважин по годам

Для центральной зоны основного участка с наибольшими толщинами характерна неоднородность по проницаемости (таблица 4.1). Для горшковской площади и краевых зон характерны ухудшенные ФЕС по объекту АС10-11-12. Наибольшие приросты получены по скважинам основного участка с максимальными нефтенасыщенными толщинами. Успешность мероприятий составила 80,5%.

Таблица 4.1– ФЕС пластов по основному участку

Параметры	Основной участок		
	АС10	АС11	АС12
Пористость, %	18	20	18
Нефтенасыщенность, %	69	76	69
Проницаемость, мД	4,6	9,4	2,3
Количество ГРП в период 2011-2016 гг, шт	315	269	637
Эффективная толщина целевого пласта с ГРП, м	10,8	11,3	21,5
Среднегодовой прирост по нефти, т/сут	9,4	14,4	14,2

Благодаря увеличению объема ГРП на низкопродуктивных пластах, происходит постепенное выравнивание темпов отбора. На основном участке обводненность после ГРП снижается с 68% до 58% (рисунок 6.1.6), что связано с вовлечением ранее недренируемых пропластков, продолжительность эффекта составила 36 месяцев. По горшковской площади можно отметить более чем трехкратное увеличение дебитов нефти и жидкости на запуске, обводненность на начальном уровне, однако продолжительность эффекта ниже основного участка и составляет около 25 месяцев. Интенсивное падение дебитов на горшковской площади связано с высокой неоднородностью коллектора и

слабым влиянием нагнетательных скважин. Для эффективной выработки необходима дальнейшая интенсификация добычи с пластов АС10, АС12 (ввиду более низкой проницаемости относительно АС11) центральной части и краевых низкопродуктивных зон.

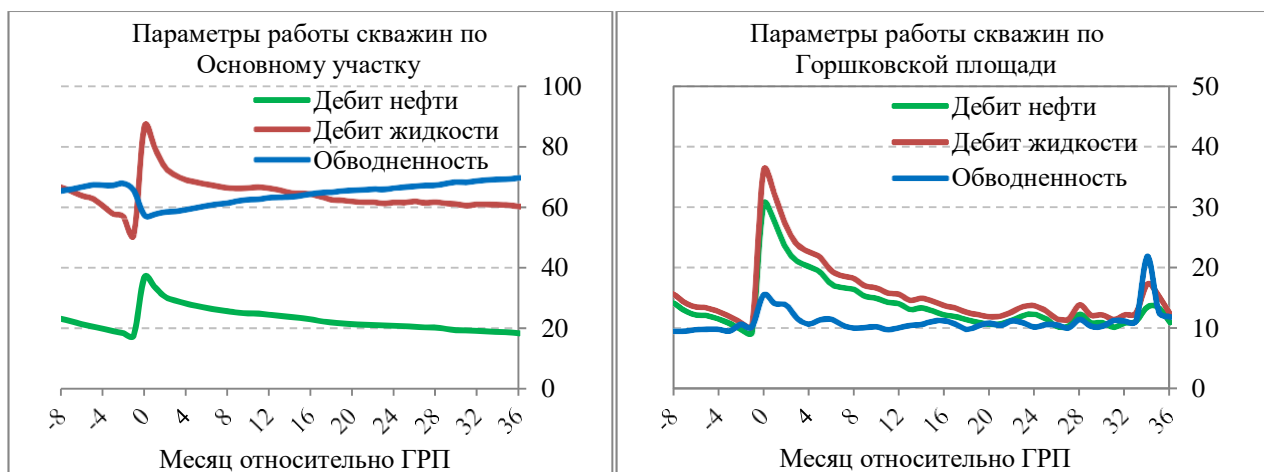


Рисунок 4.4 – Динамика работы скважин до и после ГРП

Дополнительная добыча нефти от 1497 ГРП за период 2011-2016 гг. составила 14365 тыс. т., удельный эффект – 9,6 тыс. т/скв. Эффективность приростов снижается ввиду выхода в краевых зоны.

Выводы:

1. Основное применение ГРП - интенсификация добычи в зонах с низкими темпами отбора, а также увеличение гидродинамической связи в межскважинном пространстве за счет подключения дополнительных интервалов неоднородного коллектора. Наибольший объем ГРП проводится на пласт АС12 основного участка, отстающий по темпам выработки, растет количество операций в краевых низкопродуктивных зонах.
2. Увеличение объемов бурения с выходом в краевые низкопродуктивные зоны привело к росту количества выполняемых операций ГРП и к бурению ГС с многостадийными ГРП.
3. ГРП на переходящем фонде дает наибольший эффект для поддержания

добычи в условиях низкой проницаемости и высокой неоднородности пластов Приобского лицензионного участка. Дополнительная добыча нефти от ГРП за период 2011-2016 гг. составила 14365 тыс.т. при удельной эффективности – 9,6 тыс. т./скв.

4.2 Анализ работы опытных участков с горизонтальными скважинами с МГРП

Согласно действующему проектному документу в 2016 г. продолжен ввод в разработку 14 опытных участков (районов кустов № 35, 46, 83, 171, 311, 336, 352, 400, 401, 412, 521, 522). Пробурено 74 ГС с МГРП с протяженностью горизонтальных стволов от 600 до 1000 м (большинство скважин с длиной 1000м) и расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин 300 м. На всех скважинах проведено 3-10 ГРП с загрузкой проппанта от 40-230 т на операцию. Основные технологические показатели работы ГС приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Основные технологические показатели работы ГС на опытных участках, пробуренных в 2011-2016 гг.

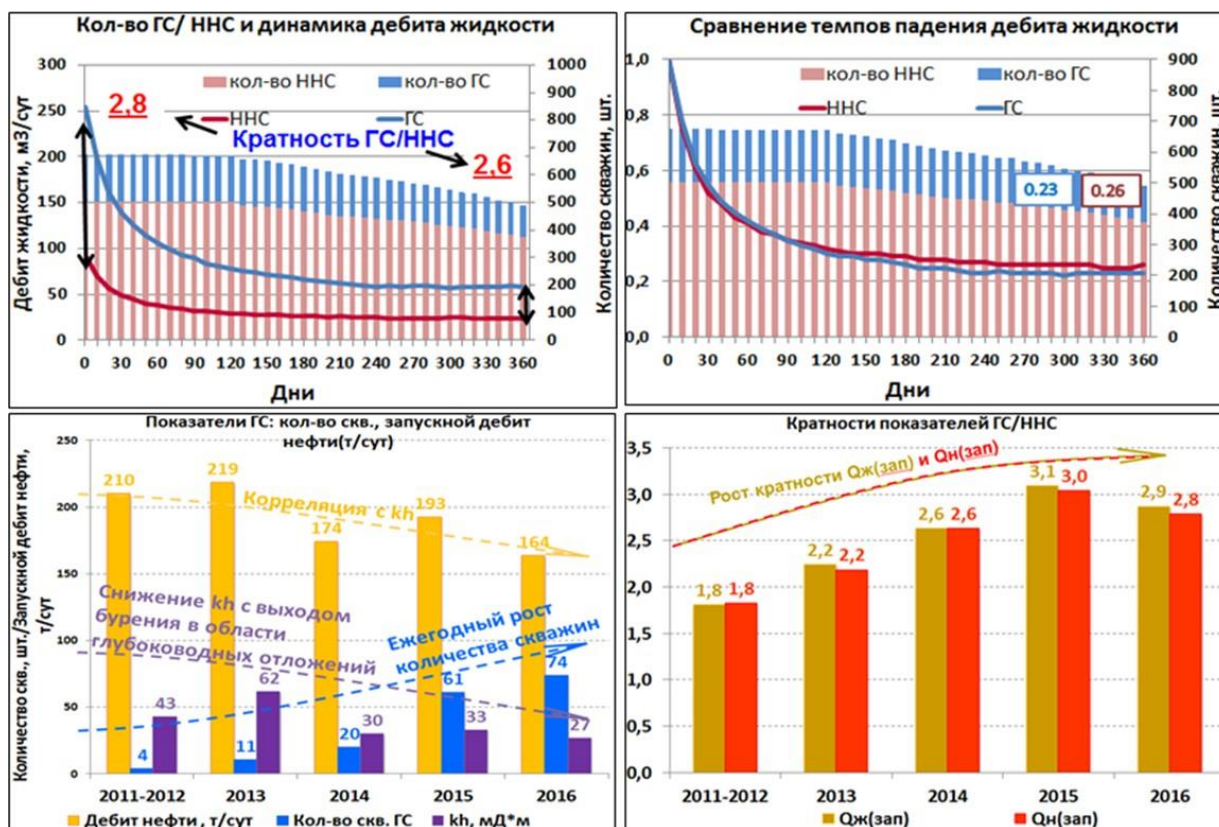
Дата	Кол-во скв.	Запускные параметры			Состояние на 01.01.2017 г.			Накопленная добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т
		Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %		
2011-2012	4	224,2	210,3	5,3	157,4	33,8	77,6	625,6	1209,7
2013	11	247,7	218,7	9,9	75,2	57,4	19,5	874,9	1075,8
2014	20	209,3	174,1	16,3	56,8	40,1	27,0	972,6	1241,6
2015	61	242	192,7	18,5	32,6	26,9	20,0	1361,7	1663,4
2016	74	217,2	164,0	20,3	52,4	41,4	20,8	826,8	1077,9
Итого	170	228,1	192,0	14,0	51,3	38,0	25,9	4661,5	6268,5

Дополнительная добыча нефти от ГС, пробуренных в 2011-2016 г. составила 4661,5 тыс.т по 170 скв. ГС с МГРП, средний накопленный отбор на одну горизонтальную скважину составляет 27,4 тыс.т. Средние показатели

составляют: дебит по нефти – 38,0 т/сут, по жидкости – 51,3 т/сут, обводненность – 25,9 %.

Накопленная добыча нефти от близлежащих ННС, пробуренных в 2011-2016 гг. составила 4675,5 тыс.т, средний отбор на одну ННС составил 9,3 тыс.т. Средние показатели составляют: дебит по нефти – 14,5 т/сут, по жидкости – 21,6 т/сут, обводненность – 32,9 %.

Рисунок 4.5 – Показатели работы скважин ГС с МГРП

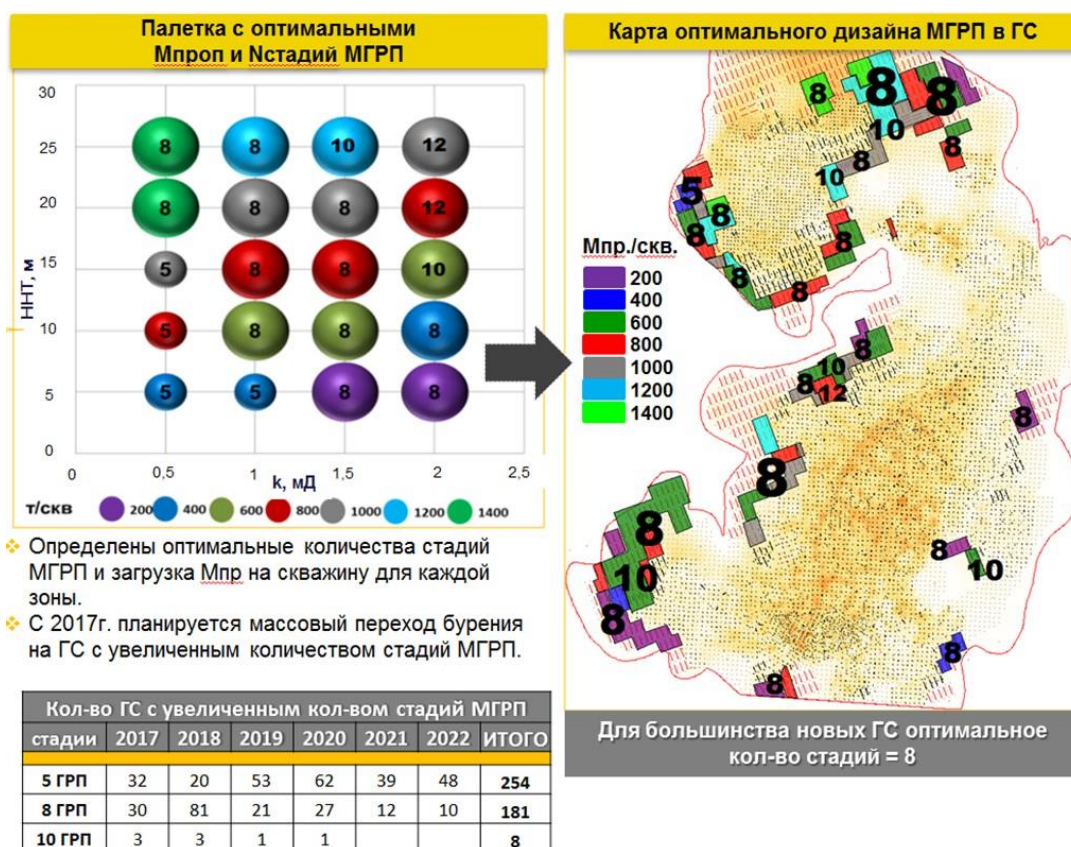


В

Как видно из рисунка 4.5 кратность дебита жидкости ГС к ННС на запуске выше в 2.8 раза, а через год работы кратность дебита жидкости по ГС выше в 2,6 раза. При этом, темп падения дебита жидкости по скважинам ННС и ГС практически не отличается. Учитывая то, что среднее количество ГРП на горизонтальных скважинах равнялось 5, можно сделать вывод о том, что дебит с двух трещин ГРП примерно соответствует дебиту одной ННС. Сейчас в

проекте предусмотрено постепенное увеличение количества ГРП с 5 до 8 – 10 на одну горизонтальную скважину (рисунок 4.6). Данные выводы получены по результатам расчета на секторной гидродинамической модели. В результате определен оптимальный дизайн МГРП (количество стадий и масса пропанта на стадию) в зависимости от разных геологических условий месторождения. Сформирована палетка с оптимальными Мпроп и количеством стадий МГРП.

Рисунок 4.6 – Определение оптимального количества стадий ГРП на 1 ГС.



Выводы:

Проведение комплекса ГТМ на Приобском лицензионном участке показало высокую эффективность.

Основными видами ГТМ на месторождении являются ГРП и ЗБС, обеспечившие около 42 и 46 % дополнительной добычи за прошедшие пять лет.

В связи с массовым выходом бурения в области глубоководных отложений с низкопроницаемым коллектором эксплуатация наклонно-

направленных скважин сталкивается с определенными трудностями – среди новых скважин увеличивается доля АПВ фонда по причине малодобитности, применение ГТМ направленных на повышение отборов дает низкие эффекты. В данных условиях для повышения эффективности разработки необходимо применение новых технологий заканчивания позволяющих существенно увеличить продуктивность скважин. Такой технологией являются горизонтальные скважины с проведением многостадийного ГРП.

В 2011-2016 гг. были выделены опытные участки с бурением ГС с МГРП. Как видно, дебиты ГС значительно выше, чем у ННС, наблюдается положительная динамика роста кратности запускового дебита по годам. Дополнительная добыча нефти за период 2011-2016 гг. составила 4661,5 тыс.т, удельный эффект 27,4 тыс.т./скв.

В результате анализа влияния закачки по кустам с ГС с МГРП выявлены зоны со сверхнизкой проницаемостью и высокой неоднородностью распространения пласта, как по разрезу, так и по площади. Для зон с такими геологическими особенностями прорабатывается вопрос сближения рядов ГС и ННС.

На основании нового подхода технологии заканчивания ГС, заключающемся в увеличении количества стадий ГРП, ожидается увеличение запускового дебита нефти ГС примерно в 0,5 раз относительно ННС с каждой дополнительной стадией ГРП на ГС. Увеличение темпов отбора по скважинам с большим количеством трещин ГРП ведет к увеличению NPV.

На основании описанного выше подхода и согласно данным оценки экономической эффективности в разрезе отдельных кустов решено осуществить увеличение количества стадий ГРП с 5 до 8-10 шт.

Таблица 4.7 - Количество стадий ГРП по годам

Кол-во ГС с увеличенным кол-вом стадий МГРП							
стадии	2017	2018	2019	2020	2021	2022	ИТОГО
5 ГРП	32	20	53	62	39	48	254
8 ГРП	30	81	21	27	12	10	181
10 ГРП	3	3	1	1			8

Существующие проблемы:

- Ограниченная область использования ГС с МГРП.
- Высокая стоимость строительства ГС с МГРП.

Недропользователь ведет активную работу с фондом, пытается повысить эффективность работы скважин; при подборе ГТМ учитывается опыт проведенных ранее мероприятий.

Проведенный анализ позволит наиболее эффективно рекомендовать ГТМ для дальнейшего применения с целью достижения утвержденного КИН.

4.3 Анализ эффективности проведения ГРП в зависимости от основы закачиваемого в пласт геля.

Аналогично предыдущему анализу (сравнение эффективности гидроразрыва в зависимости от компаний , проводивших ГРП), сравнение эффективности гидроразрыва в зависимости от основы геля проводится также по значениям увеличения $K_{\text{прод}}$.

Ниже представлена таблица 4.2 средних значений коэффициентов продуктивности (первоначальных и конечных) по основам геля.

Таблица 4.2

Пласт	Коэффициенты продуктивности до и после проведения ГРП			
	Основа закачиваемого в пласт геля			
	Дизельное топливо (Д/Т)		Вода (сеноман)	
	До ГРП	После ГРП	До ГРП	После ГРП
АС10	0.104	0.1893	0.1201	0.3876
АС11	0.1221	0.2939	0.0551	0.1449
АС12	0.052	0.1913	0.08	0.1826
В целом по месторождению	0.093	0.2248	0.085	0.2384

Средние значения коэффициентов продуктивности до и после гидроразрыва пласта АС10 на различных основах геля представлены на рис. 4 .8.

Сравнение основ геля

СРЕДНИЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ДО И ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОСНОВЫ ГЕЛЯ (ПО ПЛАСТУ АС10)

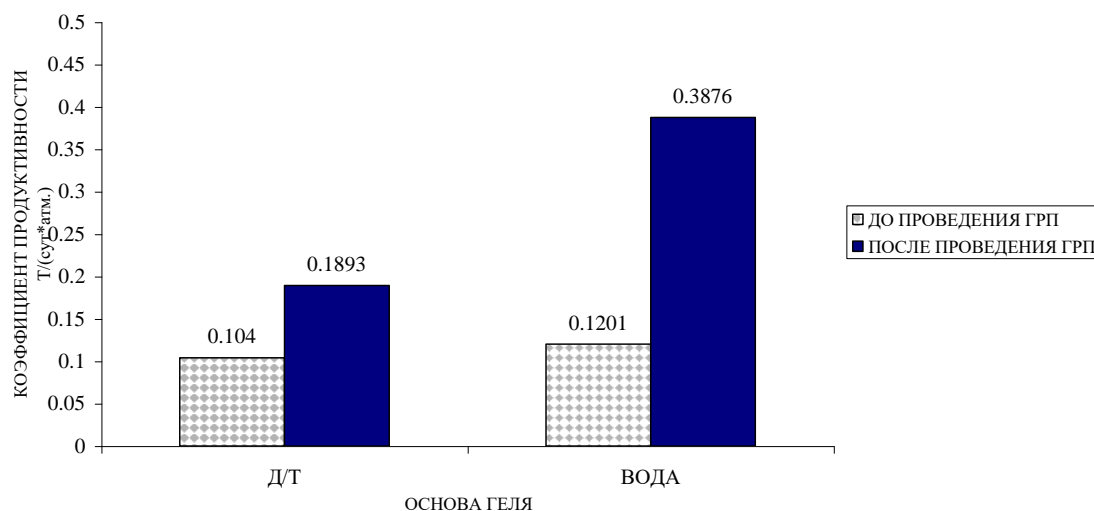


Рис.4.8

Пласт АС10. Из рис. 4.8 видно, что при проведении ГРП на пласте АС10, скачок изменения коэффициента продуктивности при закачке геля на основе воды значительно больше (с 0,1201 до 0,3876), чем при закачке геля на основе диз.топлива (с 0,104 до 0,1893). Эффективность гидроразрыва на основе геля – вода составила порядка 3,227, на основе геля - диз.топливо - 1,82. Отсюда следует: Гидроразрыв пласта АС10 эффективнее проводить на водной основе геля.

Изменение коэффициентов продуктивности при гидроразрыве пласта АС11 представлено на рис. 4.9.

СРЕДНИЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОДУКТИВНОСТИ ДО И ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОСНОВЫ ГЕЛЯ (ПО ПЛАСТУ АС11)

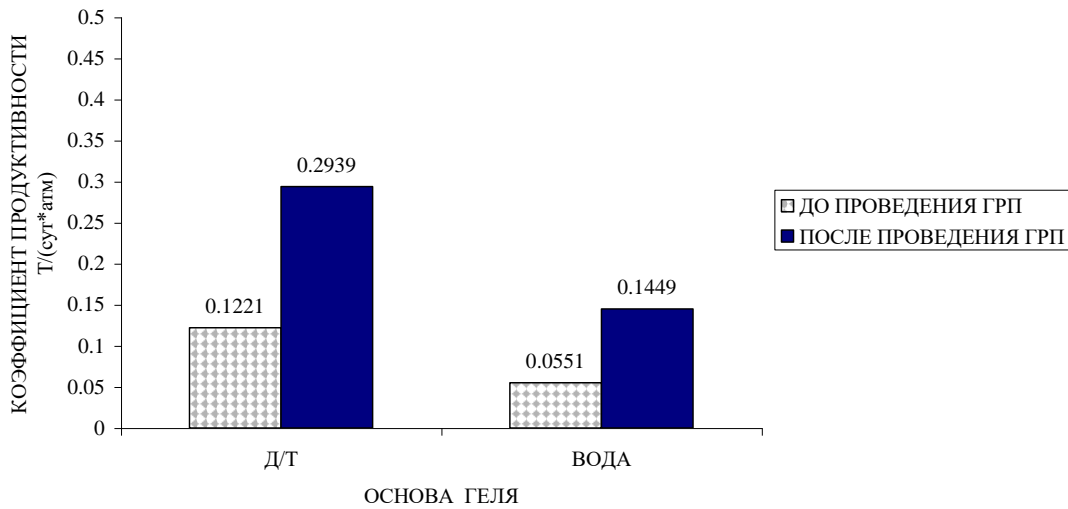


Рис. 4.9

Пласт АС11 . Проведение гидроразрыва пласта АС11 на водной основе геля происходило на скважинах с более низким первоначальным коэффициентом продуктивности (водная основа - 0,0551 , основа Д/Т - 0,1221) ,и , поэтому , конечные коэффициенты продуктивности (после мероприятия) составили соответственно (водная основа - 0,1449 , основа Д/Т - 0,2939) . Эффективность увеличения $K_{\text{прод.}}$ от проведения ГРП на водной основе , несмотря на указанные причины , при расчете оказалась выше (водная основа - 2,6298 , основа Д/Т - 2,407) . Разница между значениями невелика - 0,2218 , но она дает основание полагать : Гидроразрыв пласта АС11 эффективнее проводить на водной основе геля

Средние значения коэффициентов продуктивности скважин до и после ГРП в зависимости от основы геля по пласту АС12 представлены на рис. 4.9 .

**СРЕДНИЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОДУКТИВНОСТИ
СКВАЖИН ДО И ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП В ЗАВИСИМОСТИ ОТ
ОСНОВЫ ГЕЛЯ (ПО ПЛАСТУ АС12)**

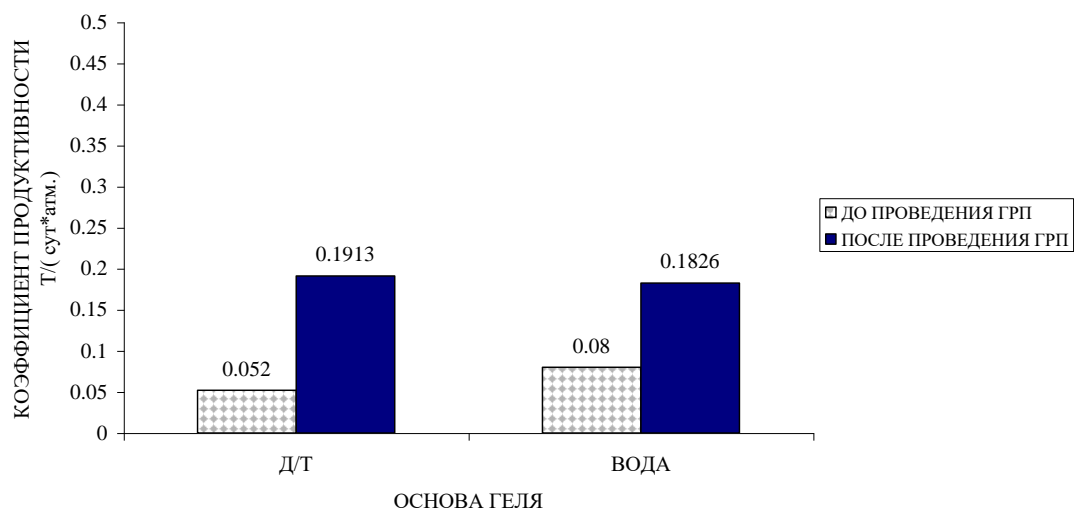


Рис. 4.10

Пласт АС12 . Исходя из рис.3.13 , наиболее эффективнее ГРП происходило при проведении его на основе геля - дизельное топливо , т к., независимо от более низких первоначальных коэффициентов продуктивности (водная основа - 0,08 , основа - дизельное топливо - 0,052) величина $K_{\text{прод}}$ после мероприятия на дизельной основе превысила значение $K_{\text{прод}}$ после мероприятия на водной основе (водная основа - 0,1826 , дизельная основа - 0,1913) . Эффективность увеличения коэффициента продуктивности : водная основа - 2,2825 , дизельное топливо - 3,679 .

Следует сделать вывод , что Необходимость проведения гидроразрыва пласта АС12 на основе - Д/Т очевидна .

Средние значения коэффициентов продуктивности скважин по месторождению в целом представлены на рис.4.10 .

**СРЕДНИЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОДУКТИВНОСТИ
СКВАЖИН ДО И ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП В ЗАВИСИМОСТИ ОТ
ОСНОВЫ ГЕЛЯ (В ЦЕЛОМ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ)**

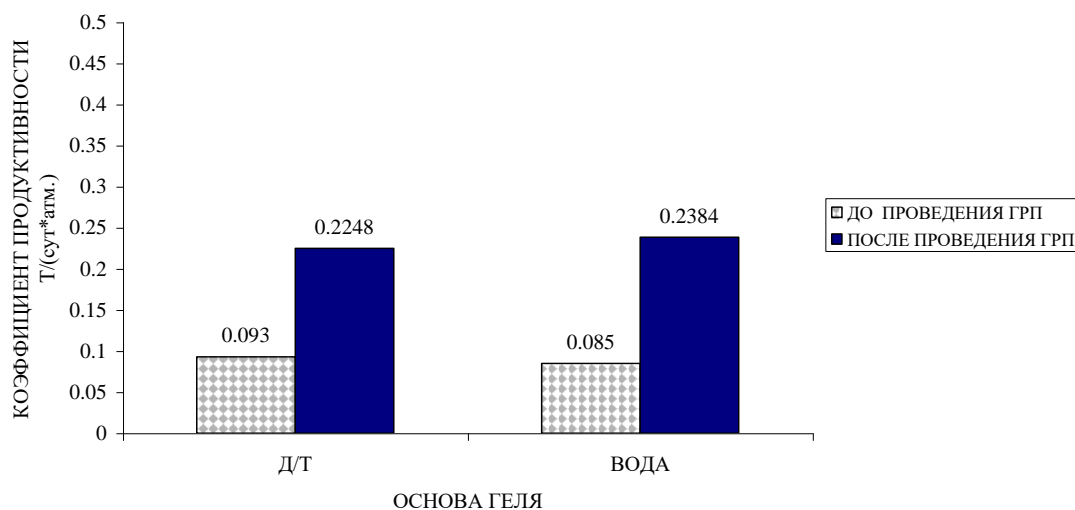


Рис.4.11

В целом по месторождению первоначальные коэффициенты продуктивности не сильно отличаются (водная основа - 0,085 , Д/Т - 0,093, отличие всего на 0,008), гидроразрыв проходил в практически равных условиях , но после его проведения коэффициент продуктивности оказался выше у скважин , где в качестве основы геля применялась сеноманская вода на 0,0136 (водная основа - 0,2384 , Д/Т - 0,2248)

В целом по месторождению результаты проведения ГРП на водной и Д/Т основах геля не сильно отличаются (на сотые доли), и , их следует рекомендовать , как наиболее оптимальные и приемлемые основы геля при проведении гидроразрыва пластов в осложненных условиях разработки Приобского месторождения .

Аналогично , как и в предыдущем анализе , представлена таблица 4.8 для более детального анализа эффективности увеличения коэффициентов продуктивности скважин в зависимости от основы закачиваемого в пласт геля

Эффективность увеличения коэффициентов продуктивности в зависимости от основы закачиваемого в пласт геля

Таблица 4.8

Эффективность увеличения коэффициентов продуктивности		
Пласт	Основа геля	
	Дизельное топливо	Вода (сеноман)
АС10	1,82	3,227
АС11	2,407	2,6298
АС12	3,679	2,2825
В целом по месторождению	2,417	2,8047

Согласно результатам анализа рисунков 4.7 - 4.11, эффективность увеличения коэффициентов продуктивности скважин выше, если за основу геля взять сеноманскую воду при проведении гидроразрыва пластов АС10 и АС11. Что касается гидроразрыва пласта АС12, основа геля - дизельное топливо.

В целом по месторождению основа геля – сеноманская вода приоритетнее основы геля – дизельное топливо.

Но исходя из того, что, максимальное количество ГРП на месторождении приходится на аномально низкопродуктивный, (но в то же время один из наиболее значимых по запасам) пласт АС12, основа геля - дизельное топливо, как одна из наиболее предпочтительных, нашла широкое применение на Приобском месторождении

На Приобском месторождении проведение ГРП целесообразно проводить на следующих основах геля:

- ◆ пласт АС-10 – водная основа;
- ◆ пласт АС-11 – водная основа;
- ◆ пласт АС-12 – основа - дизельное топливо.

Технологии ГРП, рекомендации по совершенствованию ГРП.

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Исходя из опыта применения ГРП, промысловых испытаний различных технологий, а также учитывая особенности Приобского лицензионного участка, следует использовать отработанные технологии ГРП. Совершенствование ГРП необходимо осуществлять по следующим направлениям:

1. Подбор скважин для ГРП, исходя из возможности получения значительных дополнительных объемов нефти (определяется с учетом состояния ПЗП скважин, проницаемости коллектора, толщин и т.д.).
2. Проведение ГРП с высокой концентрацией проппанта – 1000 кг/м³ и более.
3. Поинтервальный гидроразрыв пласта с целью увеличения охвата пластов воздействием.
4. Увеличение длины трещины (глубокопроникающий ГРП) за счет закачки больших объемов проппанта (в первую очередь по пласту АС12). Следует исследовать возможность увеличения длины трещин до размеров 5-6-кратных эффективных толщин пласта (оптимальные размеры трещин для подключения неохваченных зон прерывистых пластов).
5. Улучшение фильтрационных свойств пласта в прилегающей к трещине зоне (гидрокислотный разрыв пласта ГКРП, пенный ГРП).
6. Повышение качества закрепления проппанта в трещинах для условий эксплуатации с повышенной депрессией на пласт с помощью закрепляющих добавок (смолы, пескоцементные смеси, низкополимерные гели), применения специальных волокон PROP NET фирмы Schlumberger Dowell или SMA фирмы Halliburton.
7. Добавка в проппант реагентов, способных при последующих ОПЗ вступать в экзотермические реакции (соли магния и др.).

8. Строгое соблюдение технологии ГРП в части исключения продавливания пропанта в глубь пласта буфером.

9. Использование ориентированной перфорации пластов перед ГРП позволяющей ориентировать трещину по отношению к главным напряжениям в пласте и избежать ее искривления в окрестности скважины.

10. Дополнительные исследования по определению ориентации естественных трещин в пластах Приобского месторождения для более точного прогноза направления трещин-разрыва при ГРП.

11. Для повышения эффективности системы ППД предлагается проведение ГРП на нагнетательном фонде скважин. Это позволит усилить воздействие на удаленные застойные зоны с малоподвижными запасами, активизировать дренирование низкопродуктивных и высокорасчлененных прослоев.

5. Финансовый менеджмент

5.1. Обоснование показателей экономической эффективности

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на Приобском месторождении, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

При реализации этого проекта мы предполагаем получить дополнительную добычу нефти в объеме 92 828 тыс.т (таб.) за три года эксплуатации.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от

реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен.

Показатель – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

5.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в табл. 5.1 и табл. 5.2

Таблица 5.1 - Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество проведенных ГРП	шт.	10
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	92,8
Стоимость одного ГРП, тыс.руб.	тыс.руб.	3244,056
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб/т	6000
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 5.2 - Данные для расчета экономической эффективности

Сква жи- на	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т
	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	2011г.		2012г.		2013г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
4006	4,7	12,0	10,6	24	10,0	23	9,0	21	5146,5	11552,3	6405,8
4025	3,0	7,4	12,6	27	11,8	26	10,7	23	3285,0	8869,5	5584,5
2806	4,9	12,5	14,8	34	13,9	32	12,5	29	5365,5	13030,5	7665,0
4002	7,1	9,0	15,4	17	14,5	16	13,0	15	7774,5	17574,8	9800,3
2805	3,2	7,5	7,9	17	7,4	16	6,7	14	3504,0	12811,5	9307,5
2792	12,0	31,4	21,7	50	20,4	47	18,4	43	13140,0	29017,5	15877,5
2758	5,0	13,6	18,4	44	17,3	41	15,6	37	5475,0	11935,5	6460,5
2814	23,5	52,0	38,8	76	36,5	71	32,8	64	25732,5	40296,0	14563,5
3786	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
2817	18,4	37,7	34,6	63	32,5	59	29,3	53	20148,0	31317,0	11169,0
ИТОГО по скважинам:								94280	187081	92828	

Расчет затрат на процесс проведения ГРП на одну скважину сделан на основании сметы затрат и нормативов.

5.2.1. Выручка от реализации

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 6000 руб/т.

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (5.1.)$$

где, C_n – цена реализации в t-ом году, руб./т;

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$$V_1 = 35\,734 \cdot 6\,000 = 214\,404\,000 \text{ руб.}, \text{ за } 2011 \text{ год}$$

$V_2=31\,704 \cdot 6\,000=190\,224\,000$ руб., за 2012год

$V_3=25\,391 \cdot 6\,000=152\,346\,000$ руб., за 2013год

Прирост выручки за 3 года составил 556 974 000 рублей.

5.2.2. Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей.

Таблица 5.3 - Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	5,05
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс.руб./т.	76,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	10,3
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	71,5
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв.	306,8
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,4
Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс.руб./т.	360,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т.	108,7
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв.	544,8
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	15,1

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$$Z_{об} = 306\,790 \cdot 10 = 3\,067\,900 \text{ руб. за 1 год.}$$

$$Z_{об} = 3\,067\,900 \cdot 3 = 9\,203\,700 \text{ руб. за 3 расчётных года.}$$

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода:

$$Z_{эл/эн} = 72\,336,1 \cdot 5,05 = 365\,297,3 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$Z_{эл/эн} = 64\,178,2 \cdot 5,05 = 324\,099,9 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$Z_{эл/эн} = 51\,398,7 \cdot 5,05 = 259\,563,4 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого энергетические затраты за 3 года – 948 960,6 руб.

Затраты по искусственному воздействию на пласт(закачка воды) на

каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{зак}} = 72\,336,1 \cdot 76,9 = 5\,562\,646,1 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$Z_{\text{зак}} = 64\,178,2 \cdot 76,9 = 4\,935\,303,6 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$Z_{\text{зак}} = 51\,398,7 \cdot 76,9 = 3\,952\,560,1 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого затраты по закачке воды за 3 года – 14 450 509,7 руб.

Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{сб.}} = 72\,336,1 \cdot 10,3 = 745\,061,8 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$Z_{\text{сб.}} = 64\,178,2 \cdot 10,3 = 661\,035,4 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$Z_{\text{сб.}} = 51\,398,7 \cdot 10,3 = 529\,406,6 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 3 года – 1 935 503,8 руб.

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

$$Z_{\text{подг}} = 72\,336,1 \cdot 71,5 = 5\,172\,031,1 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$Z_{\text{подг}} = 64\,178,2 \cdot 71,5 = 4\,588\,741,3 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$Z_{\text{подг}} = 51\,398,7 \cdot 71,5 = 3\,645\,779,4 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого затраты на подготовку нефти за 3 года – 13 435 779,4 руб.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{ПРС}} = 72\,336,1 \cdot 360,4 = 26\,069\,930,4 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$Z_{\text{ПРС}} = 64\,178,2 \cdot 360,4 = 23\,129\,823,3 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$Z_{\text{ПРС}} = 51\,398,7 \cdot 360,4 = 18\,524\,091,5 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) за 3 года – 67 723 845,2 руб.

Текущие затраты в целом:

$$Z_{\text{тек.}} = Z_{\text{об}} + Z_{\text{эл/эн}} + Z_{\text{зак}} + Z_{\text{сб}} + Z_{\text{подг}} + Z_{\text{ПРС}}$$

$$Z_{\text{тек.}} = 40\,982\,866,7 \text{ руб., за 2007г.; } Z_{\text{тек.}} = 36\,706\,903,5 \text{ руб., за 2012г.;$$

$$Z_{\text{тек.}} = 30\,008\,528,7 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого текущие затраты в целом за 3 года – 107 698 298,9 руб.

5.2.3. Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

В том числе, оборудование, предлагаемое подрядчиком, для выполнения операций ГРП: 4 насосных агрегата; блендер; песковоз; манифольд; станция управления и контроля; лаборатория; комплект трубы НКТ NEW-VAM L -80; колонная головка Cameron 15000 PSI; извлекаемый пакер Seit 15000 PSI; скрепер.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог ГО; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъёмника; оператор песковоза.

Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в табл. 5.4

Таблица 5.4 - Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950 000
Пакер	1	70 000
Колонная головка	1	250 000
Трубы НКТ	до 1500 м	320 000
Скрепер	1	50 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м ³	5500
Проппант	руб./ т.	54545
Проппант Боровичи	руб./ т.	22600
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527 000

Итого стоимость одного гидроразрыва пласта равна 3 244 056 рублей и внесена в таблицу экономические условия.

5.2.4. Платежи и налоги

Налоги, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды, определены законодательством РФ и законами местных органов, перечень и порядок их начисления указан в табл. 5.5

Таблица 5.5 - Ставки налогов и отчислений

Показатели	Ед. изм.	Значения
Налог на добавленную стоимость	%	18,0
Единый социальный налог	%	26
Налог в страховой фонд	%	0,5
Налог на добычу полезных ископаемых	руб.	$419*(Ц-9)*P/261*Kв$
Налог на имущество	%	2,2
Добровольное личное страхование	%	3,0
Ставка налога на прибыль	%	24,0
Подоходный налог	%	13,0
Прочие налоги (экология, пользование водными ресурсами, аренда земли)	тыс.руб./скв	0,159

В расчетах ставки налога на добычу полезных ископаемых в размере $Kц=419*(Ц-9)*P/261*Kв$ на 2011-2013 гг. налогооблагаемой базой является объем добытой нефти. /1/

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти:

Налог в дорожный фонд на каждый год расчетного периода:

$$N_{дор.} = 6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 0,01 = 2\,144\,040 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$N_{дор.} = 6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 0,01 = 1\,902\,240 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$N_{дор.} = 6\,000 \cdot 25\,391 \cdot 0,01 = 1\,523\,460 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого платёж в дорожный фонд за 3 года – 5 569 140 руб.

Налог в фонд НИИОКР на каждый год расчетного периода:

$$N_{нии} = 40\,982\,866,7 \cdot 0,01 = 409\,828,6 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$N_{нии} = 36\,706\,903,5 \cdot 0,01 = 367\,069,1 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$N_{нии} = 30\,008\,528,7 \cdot 0,01 = 300\,085,3 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого платёж в фонд НИИОКР за 3 года – 1 076 982,9 руб.

Налог в страховой фонд на каждый год расчетного периода:

$$N_{\text{стр.}} = 6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 0,005 = 1\,072\,020 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$N_{\text{стр.}} = 6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 0,005 = 951\,120 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$N_{\text{стр.}} = 6\,000 \cdot 25\,391 \cdot 0,005 = 761\,730 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого платёж в страховой фонд за 3 года – 2 784 870 руб.

Налог на добычу полезных ископаемых на каждый год расчётного периода:

$$N_{\text{дпи}} = 6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 21,3/100 = 35\,376\,660 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$N_{\text{дпи}} = 6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 21,3/100 = 31\,386\,960 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$N_{\text{дпи}} = 6\,000 \cdot 25\,391 \cdot 21,3/100 = 25\,137\,090 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого плата налога на добычу полезных ископаемых составляет за 3 года расчётного периода – 91 900 710 руб.

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$$N_{\text{плат.}} = N_{\text{дор}} + N_{\text{нии}} + N_{\text{стр.}} + N_{\text{дпи}}$$

$$N_{\text{плат.}} = 39\,002\,548,6 \text{ руб., за 2007г.; } N_{\text{плат.}} = 34\,607\,389,1 \text{ руб., за 2011г.};$$

$$N_{\text{плат.}} = 27\,722\,365,3 \text{ руб., за 2012г.}$$

Итого платежей и налогов, за 3-х летний период – 101 332 303 руб.

Амортизационные отчисления по скважинам на каждый год расчётного периода:

$$A_{\text{скв.}} = 2\,501\,223 \cdot 6,7/100 = 167\,581,9 \text{ руб. за 2011г.}$$

$$A_{\text{скв.}} = 2\,333\,641 \cdot 6,7/100 = 156\,353,9 \text{ руб. за 2012г.}$$

$$A_{\text{скв.}} = 2\,177\,287,1 \cdot 6,7/100 = 145\,878,2 \text{ руб. за 2013г.}$$

Итого амортизационных отчислений по скважинам за 3 года – 469 814,1 руб.

Налоги и платежи, отчисляемые в бюджет:

Налог на добавленную стоимость на каждый год расчётного периода:

$$N_{\text{ндс}} = 6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 18/100 = 38\,592\,720 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$N_{\text{ндс}} = 6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 18/100 = 34\,240\,320 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$N_{\text{ндс}} = 6\,000 \cdot 25\,391 \cdot 18/100 = 27\,422\,280 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого плата налога на добавленную стоимость, составляет за 3 года расчётного периода – 61 701 192 руб.

Налог на имущество предприятия на каждый год расчетного периода:

$$N_{\text{им.}} = 2\,333\,641 \cdot 2,2/100 = 51\,340,1 \text{ руб., за 2011г.}$$

$$N_{\text{им.}} = 2\,177\,287,1 \cdot 2,2/100 = 47\,900,3 \text{ руб., за 2012г.}$$

$$N_{\text{им.}} = 2\,031\,408,9 \cdot 2,2/100 = 44\,690,9 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого налог на имущество предприятия составляет, за 3 года расчетного периода – 143 931,3 руб.

Текущие затраты с налогами и платежами (без амортизационных отчислений):

$$Z_{\text{тек+н}} = Z_{\text{тек}} + N_{\text{плат.}}$$

$$Z_{\text{тек+н}} = 79\,985\,415,3 \text{ руб., за 2011г.; } Z_{\text{тек+н}} = 71\,314\,292,6 \text{ руб., за 2012г.;}$$

$$Z_{\text{тек+н}} = 57\,730\,894 \text{ руб., за 2013г.}$$

Итого за 3 года расчетного периода – 209 030 601,9 руб.

5.2.5. Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому в расчетном году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$П_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - Э_t - Н_t}{(1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (5.2.)$$

где, $П_t$ - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия;

B_t – выручка от реализации продукции;

$Э_t$ - эксплуатационные затраты с амортизацией;

$Н_t$ - сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{эксп.}} = Z_{\text{тек+н}} + A_{\text{скв.}}$$

$$Z_{\text{эксп}} = 80\,152\,997,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2011\text{г.}; Z_{\text{эксп}} = 71\,470\,646,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2012\text{г.};$$

$$Z_{\text{эксп}} = 57\,876\,772,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2013\text{г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 209 500 415,9 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$P_t = V_t - (Z_{\text{эксп}} + N_{\text{ндс}} + N_{\text{акц}} + N_{\text{им}})$$

$$P_1 = 98\,177\,146,8 \text{ руб.}, \text{ за } 2011\text{г.}; P_2 = 86\,749\,683,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2012\text{г.};$$

$$P_3 = 68\,840\,022 \text{ руб.}, \text{ за } 2013\text{г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 253 766 852,1 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$$N_{\text{пр.}} = 98\,177\,146,8 \cdot 24/100 = 23\,562\,515,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2011\text{г.}$$

$$N_{\text{пр.}} = 86\,749\,683,3 \cdot 24/100 = 20\,819\,923,9 \text{ руб.}, \text{ за } 2012\text{г.}$$

$$N_{\text{пр.}} = 68\,840\,022 \cdot 24/100 = 16\,521\,605,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2013\text{г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 60 904 044,4 руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$P_{\text{пр.}} = P_t - N_{\text{пр}}$$

$$P_{\text{пр.}} = 74\,614\,631,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2011\text{г.}; P_{\text{пр.}} = 65\,929\,759,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2012\text{г.};$$

$$P_{\text{пр.}} = 52\,318\,416,7 \text{ руб.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 192 862 807,7 руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

$$P_{\text{пр.диск.}} = 64\,882\,288,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2011\text{г.}; P_{\text{пр.диск.}} = 57\,330\,225,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2012\text{г.};$$

$$P_{\text{пр.диск.}} = 45\,494\,275,4 \text{ руб.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 167 706 789,2 руб.

5.3. Расчет экономических показателей проекта

5.3.1. Поток денежной наличности

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-p}}, \quad (5.3.)$$

где, NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

Π_t - прибыль от реализации в t-м году;

A_t - амортизационные отчисления в t-м году;

K_t - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

$$NPV_1 = 47\,162\,043,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2011\text{г.}; \quad NPV_2 = 40\,585\,269,1 \text{ руб.};$$

$$NPV_3 = 30\,284\,029,2 \text{ руб.}$$

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 118 031 341,9 руб.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

5.3.2. Индекс доходности

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-p}}. \quad (5.4.)$$

Определим индекс доходности (PI) :

$$PI = (56\,058\,867,7 / 1,15) / (32\,440\,560 / 1,15) = 1,7$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а

это является критерием эффективности проекта.

5.3.3. Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(IIt + At) - Kt}{(1 + Eн)^{t-1p}} = 0, (5.5.)$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$П_{ср} = 192\,862\,807,7 / 36 = 5\,357\,300,2 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$П_{ок} = 32\,440\,560 / 5\,357\,300,2 = 6 \text{ мес.} = 0,5 \text{ года.}$$

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года, период за которым значение NPV и дальше положительно.

5.4. Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», РД 153-39-007-96

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 192,862 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Приобского месторождения, приведена в табл. 5. 6

Таблица 5.6 - Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значение (по годам)		
	2007г.	2008г.	2009г.
Прирост добычи нефти, тыс.т	35,7	31,7	25,4
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	214,4	190,2	152,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	80,1	71,4	57,8

Сумма налогов и платежей, млн.руб.	101,2	89,7	71,7
Прибыль предприятия, млн.руб.	74,6	65,9	52,3
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб.	47,1	40,5	30,2
Индекс доходности (PI), доли ед.	1,7		
Срок окупаемости, год.	0,5		

5.5. Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), период окупаемости вложенных средств. Данные показатели рассчитывались по 10 скважинам в динамике на 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа базового и проектного вариантов в целом представлены в сравнительной табл. 5.4

Таблица 5.4 - Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением ГРП и без проведения ГРП по 10 скважинам

Показатели	Ед. изм.	Варианты	
		без ГРП	с ГРП
Проектная добыча нефти	тыс.т	94,3	187,1
Проектный срок разработки	Годы	3	3
Накопленная закачка воды	тыс.м ³	420,4	420,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений	млн. руб.	198,9	408,4
Дисконтированный поток наличности	млн. руб.	106,4	224,5
Индекс доходности	ед.	-	1,7
Срок окупаемости	Годы	-	0,5

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 118,031 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 195,8 млн.руб. за 3 года. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за 3 года составит 92,8 тыс. т нефти.

6 Социальная ответственность

Введение

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством в ООО «РН-Юганснефтегаз» и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

6.1 Производственная безопасность

Рассмотрены виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП), и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [1])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с	1. Повышенная запыленность и	1. Движущиеся машины и механизмы;	1. ГОСТ 12.1.005-88 [2];

<p>нефтяных скважин;</p> <p>2) работа с оборудованием, находящемся под давлением;</p> <p>3) снятие показаний с приборов телеметрии;</p> <p>4) работа с машинами и механизмами;</p> <p>5) закачка рабочих жидкостей в пласт.</p>	<p>загазованность воздуха в рабочей зоне;</p> <p>2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе</p> <p>3. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;</p> <p>4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>5. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.</p> <p>6. Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>2. Подвижные части производственного оборудования;</p> <p>3. Сосуды и аппараты под давлением;</p> <p>4. Пожаробезопасность;</p> <p>5. Электробезопасность.</p>	<p>2. ГОСТ 12.01.003-83 [3];</p> <p>3. ГОСТ 24346-80 [4];</p> <p>4. ВСН34-82 [5];</p> <p>5. ГОСТ 12.4.011-89 [6];</p> <p>6. ГОСТ 12.2.003-91 [7];</p> <p>7. ГОСТ 12.2.062-81 [8];</p> <p>8. ГОСТ Р 52630-2012 [9];</p> <p>9. ГОСТ 12.1.004-91 [10];</p> <p>10. ГОСТ Р 12.1.019-2009 [11].</p>
---	--	---	---

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

На рабочем действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП, согласно ГОСТ 12.0.003-74 [1].

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C_1-C_{10}) и сероводорода (H_2S) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении технологических процессов и производственных работ (глушение, вызов притока, промывка после ГРП)

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 6.2 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [2].

Таблица 6.2 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [2]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO_2	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO_2	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [4]. ПДК предельных

алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже – 45⁰С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости

более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [11].

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений [11].

Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников

шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие.

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110–115 дБ [13].

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» [14].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	$m \cdot c^{-2}$		дБ		$m \cdot c^{-2} \cdot 10^{-2}$		дБ	
	в $1/3$ -окт.	в $1/1$ -окт.	в $1/3$ -окт.	в $1/1$ -окт.	в $1/3$ -окт.	в $1/1$ -окт.	в $1/3$ -окт.	в $1/1$ -окт.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	$m \cdot c^{-2}$		дБ		$m \cdot c^{-2} \cdot 10^{-2}$		дБ	
	в $1/3$ -окт.	в $1/1$ -окт.	в $1/3$ -окт.	в $1/1$ -окт.	в $1/3$ -окт.	в $1/1$ -окт.	в $1/3$ -окт.	в $1/1$ -окт.
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,20	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- виброзащитные перчатки и рукавицы
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в

цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [4]

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

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которое характеризуется повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м^3 , а на месторождении - 8 мг/м^3 . Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м. По ГОСТ 12.1.005-88 [2] установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 6.5.

Таблица 5.5- Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных

веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Сажа	4	3
Диоксид азота	2	3
Оксид углерода	20	4
Углеводороды нефти	300	2
Диоксид серы	10	3
Метанол	15	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [2], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [16]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Сосуды и аппараты под давлением

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное

действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением. Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение гидроразрыва связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда. Без этого самые совершенные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве, поэтому роль самих рабочих весьма велика.

Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [6] устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Электробезопасность

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток воздействует на организм следующим образом:

Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным

сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки). Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца.

Электролитическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава.

Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [11], существуют следующие средства защиты от повышенного значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:

1. оградительные устройства;
2. индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики)
3. устройства автоматического контроля и сигнализации;
4. изолирующие устройства и покрытия;
5. устройства защитного заземления и зануления;
6. устройства автоматического отключения;
7. устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
8. устройства дистанционного управления;
9. предохранительные устройства;
10. молниеотводы и разрядники;
11. знаки безопасности.

Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

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

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

Пожаробезопасность

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломом и огнетушителями ОХП – 10, ОУ – 2, ОУ – 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [5]. Класс рабочей зоны П – III по классификации пожаро-опасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрыво-опасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

6.2 Экологическая безопасность

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

Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

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

- высокоэффективной четырёхступенчатой системы очистки бурового раствора и шлама;

- реагентов и материалов не ниже IV класса опасности, согласно «Критериям отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды» (приказ Министерства природных ресурсов РФ № 511 от 15 июня 2001 г.);

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

При строительстве нефтегазопромысловых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

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

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

- обеспечение регулярного технического осмотра и обслуживания транспортных средств;

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

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

- заправка автотранспорта закрытым способом;

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

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

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

- погрузку материалов экскаваторами с наименьшей высоты выгрузки;

- разработку грунтов естественной влажности и увлажненных, при необходимости дополнительное увлажнение пылящих грунтов при разработке и транспортировке материалов;

- ведение работ небольшими захватами.

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

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

- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;

- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;

- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;

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

Защита гидросферы. Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия: 1) строительство водопропускных труб (27 шт.); 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода согласно СНиП 2.05.06-85 [15]; 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика); 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов; 5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта; 6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав; 7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды; 8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием); 9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин

предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

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

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

Защита литосферы. Окружающая среда при гидроразрыве может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

Используемые для контроля гидроразрыва радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами (зернистыми или жидкими).

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

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;
2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;
3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с

действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;

4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

5. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Пожалуй, главная опасность такого рода на промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до

газокомпрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- При возникновении открытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [14], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и

при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м^3 , либо получением извещения об аварии.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация.

Согласно [14] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

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

6.4 Правовые и организационные вопросы

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

вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

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

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [12], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [13]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

Выводы

В данной работе были рассмотрены основные правовые и организационные вопросы проведения гидравлического разрыва пласта, представлен анализ вредных и опасных производственных факторов, способных нанести вред здоровью работникам, рассмотрены экологические факторы воздействия, а также проанализированы требования к безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Для каждого рассмотренного в работе фактора воздействия были рассмотрены основные методы воздействия на человека различных факторов и предельно допустимые концентрации вредных веществ, уровня шума и т.д. С целью предотвращения негативного воздействия на рабочих, был рассмотрен перечень СИЗ для каждого приведенного в работе фактора. Данные нормы и правила помогают обезопасить производственный процесс, снизить риски, связанные с угрозой жизни людей, а также учесть перед началом выполнения работ, все факторы, которые могут возникнуть при проведении данной операции.

Список литературы

1. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
3. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
4. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
5. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
6. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности
7. ГОСТ 12.2.062-81* ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные
8. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
9. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
10. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
11. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Классификация
12. ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие

эргономические требования»

13. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем

14. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения

15. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы

16. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации"

Заключение

Основное применение ГРП - интенсификация добычи в зонах с низкими темпами отбора, а также увеличение гидродинамической связи в межскважинном пространстве за счет подключения дополнительных интервалов неоднородного коллектора. Наибольший объем ГРП проводится на пласт АС₁₂ основного участка, отстающий по темпам выработки, растет количество операций в краевых низкопродуктивных зонах.

Благодаря увеличению объема ГРП на низкопродуктивных пластах, происходит постепенное выравнивание темпов отбора. На Приобском месторождении обводненность после ГРП снижается с 68% до 58%, что связано с вовлечением ранее недренируемых пропластков, продолжительность эффекта составила 36 месяцев.. Для эффективной выработки необходима дальнейшая интенсификация добычи с пластов АС₁₀, АС₁₂ (ввиду более низкой проницаемости относительно АС₁₁) центральной части и краевых низкопродуктивных зон.

Увеличение объемов бурения с выходом в краевые низкопродуктивные зоны привело к росту количества выполняемых операций ГРП и к бурению ГС с многостадийными ГРП

Был произведен расчет основных параметров ГРП по методике Мищенко И.Т., рассмотрен весь процесс гидроразрыва (выбор скважины, подготовка скважины, выбор жидкости разрыва и песконоситель, выбор продавочной жидкости, исследование и режим работы скважины после проведения ГРП).

В результате анализа, проведенного в данной работе, получены следующие **рекомендации по совершенствованию ГРП**. Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Исходя из опыта применения ГРП, промысловых испытаний различных технологий, а также учитывая особенности Приобского

лицензионного участка, следует использовать отработанные технологии ГРП. Совершенствование ГРП необходимо осуществлять по следующим направлениям:

- Подбор скважин для ГРП, исходя из возможности получения значительных дополнительных объемов нефти (определяется с учетом состояния ПЗП скважин, проницаемости коллектора, толщин и т.д.).
- Проведение ГРП с высокой концентрацией проппанта – 1000 кг/м³ и более.
- Многостадийный гидроразрыв пласта с целью увеличения охвата пластов воздействием.
- Увеличение длины трещины (глубокопроникающий ГРП) за счет закачки больших объемов проппанта (в первую очередь по пласту АС12). Следует исследовать возможность увеличения длины трещин до размеров 5-6-кратных эффективных толщин пласта (оптимальные размеры трещин для подключения неохваченных зон прерывистых пластов).
- Улучшение фильтрационных свойств пласта в прилегающей к трещине зоне.
- Повышение качества закрепления проппанта в трещинах для условий эксплуатации с повышенной депрессией на пласт с помощью закрепляющих добавок (смолы, пескоцементные смеси, низкополимерные гели), применения специальных волокон PROP NET фирмы Schlumberger Dowell или SMA фирмы Halliburton.
- Добавка в проппант реагентов (соли магния и др.).
- Строгое соблюдение технологии ГРП в части исключения продавливания проппанта в глубь пласта буфером.
- Использование ориентированной перфорации пластов перед ГРП позволяющей ориентировать трещину по отношению к главным

напряжениям в пласте и избежать ее искривления в окрестности скважины.

- Дополнительные исследования по определению ориентации естественных трещин в пластах Приобского месторождения для более точного прогноза направления трещин-разрыва при ГРП.
- Для повышения эффективности системы ППД предлагается проведение ГРП на нагнетательном фонде скважин. Это позволит усилить воздействие на удаленные застойные зоны с малоподвижными запасами, активизировать дренирование низкопродуктивных и высокорасчлененных прослоев.
- На Приобском месторождении проведение ГРП целесообразно проводить на следующих основах геля:
 - пласт АС-12 – основа - дизельное топливо.

Список используемых источников:

1. «Геология нефтяных и газовых месторождений». Г.А. Габриэляц. Москва, «Недра», 1984 г.
2. Отчеты по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». Нефтеюганск, 1996-1999 гг.
3. Технологическая схема разработки Приобского месторождения Москва, Инжиниринговый центр «ЮКОС», 1999 г.
4. Геологический отчёт по Приобскому месторождению за 1998 г.
5. Технико-экономическое обоснование освоения Приобского месторождения, СибНИИНП 1993 г.
6. «Гидравлический разрыв пласта». П.М. Усачев. Москва, «Недра», 1986 г.
7. «Расчеты в добыче нефти». И.Т. Мищенко. Москва, Недрa, 1989 г.
8. Журнал «Нефтяное хозяйство», 1997 г., №2.
9. «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности». Москва, «Недра», 1974 г.
10. «Охрана труда в нефтяной промышленности». Сулейманов М.М. и др. Москва, Недрa, 1996 г.
11. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
13. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
14. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
15. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности
17. ГОСТ 12.2.062-81* ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные

18. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
19. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
20. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
21. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Классификация
22. ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
23. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем
24. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения
25. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы
26. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации"

Приложение I

Analysis of the effectiveness of the activities of hydraulic fracturing on the rolling stock wells.

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Очиров Биликто Бадмажапович		

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Новикова В.С.	К.П.Н.		

Analysis of the effectiveness of the activities of hydraulic fracturing on the rolling stock wells.

During the period from 01/01/2011 to 01/01/2016, 1,497 hydraulic fracturing operations were performed on the rolling stock of the Priobsky license area (Figure 4.2).

For the central zone of the main section with the largest thicknesses, permeability heterogeneity is characteristic (table 4.1). For the Kovkov area and the marginal zones are characterized by degraded reservoir parameters for the object AC10-11-12. The largest increments were obtained in the wells of the main section with the maximum oil-saturated thickness. The success of the activities was 80.5%.

Figure 4.2 – Dynamics of hydraulic fracturing at the rolling well stock by years

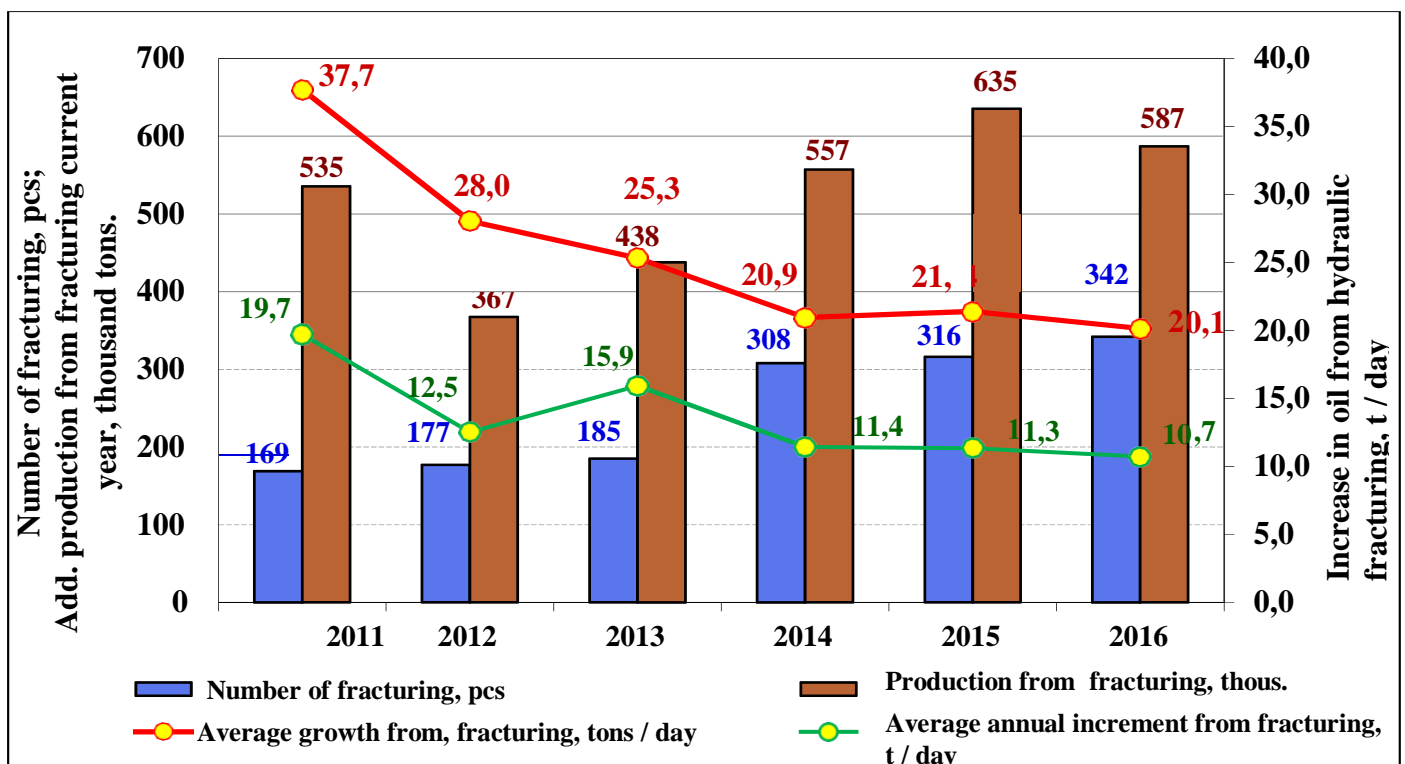


Table 4.1– reservoir parameters in the main section

parameters	Main section		
	AC10	AC11	AC12
porosity, %	18	20	18
Oil saturation, %	69	76	69
permeability, mD	4,6	9,4	2,3
The number of hydraulic fracturing during the period 2011-2016, pcs	315	269	637
Effective thickness of target formation with hydraulic fracturing, m	10,8	11,3	21,5
Average annual increase in oil, tons / day	9,4	14,4	14,2

Due to the increase in the volume of hydraulic fracturing on low-producing formations, there is a gradual alignment of the rate of selection. In the main section, the water cut after hydraulic fracturing is reduced from 68% to 58% (Figure 4.4), which is associated with the involvement of previously undrained interbed, the duration of the effect was 36 months. In the Kokov area, more than threefold increase in the flow rates of oil and fluid at the start can be noted, the water content is at the initial level, however, the duration of the effect is lower than the main section and is about 25 months. Intensive drop in flow rates in the Kotkovskoy area is associated with a high heterogeneity of the reservoir and the weak influence of injection wells. For efficient production, further intensification of production from the AC10, AC12 formations (due to lower permeability relative to AC11) of the central part and marginal low-productive zones is necessary.

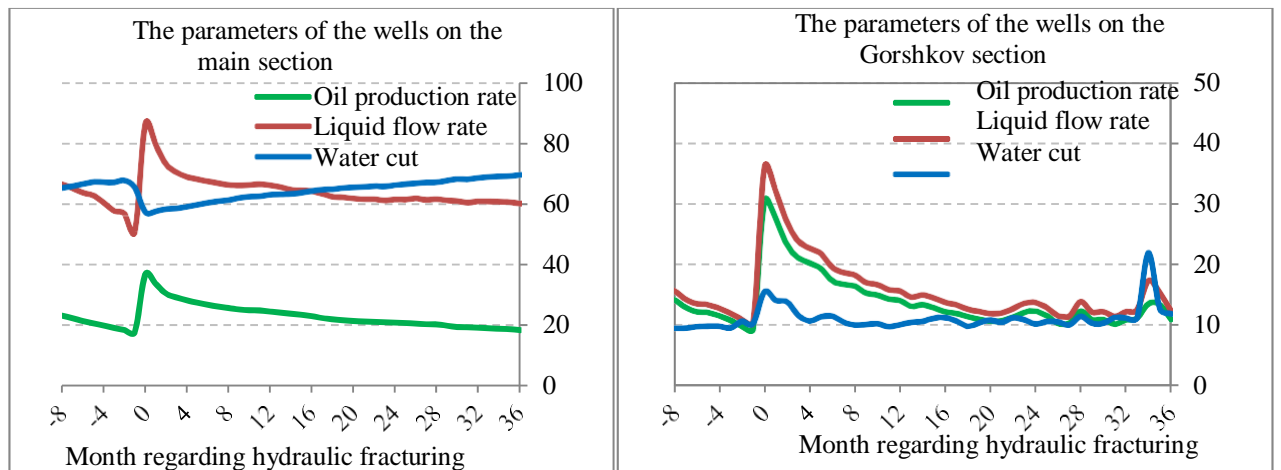


Figure 4.4 – Well performance before and after hydraulic fracturing

Additional oil production from 1497 hydraulic fracturing for the period 2011-2016. amounted to 14365 thousand tons, the specific effect - 9.6 thousand tons / well. The effectiveness of the gains is reduced due to the exit to the marginal zones.

Findings:

1. The main use of hydraulic fracturing is the intensification of production in areas with low sampling rates, as well as an increase in hydrodynamic coupling in the interwell well space due to the connection of additional heterogeneous reservoir intervals. The largest volume of hydraulic fracturing is carried out on the AC12 reservoir of the main section, which is lagging behind in terms of production rates, the number of operations in the marginal low-productivity zones is growing.
2. The increase in drilling volumes with access to marginal low-productivity zones has led to an increase in the number of hydraulic fracturing operations performed and to drilling of horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing.
3. Hydraulic fracturing on a rolling stock gives the greatest effect to maintain production in conditions of low permeability and high heterogeneity of the layers of the Priobsky license area. Additional oil production from hydraulic fracturing for the period 2011-2016. amounted to 14365 thousand tons with a specific efficiency - 9.6 thousand tons / well.

4.2 Analysis of the work of experimental plots with horizontal wells with multistage hydraulic fracturing.

According to the current project document, in 2016, the commissioning of 14 experimental plots was continued (areas of bushes No. 35, 46, 83, 171, 311, 336, 352, 400, 401, 412, 521, 522). 74 horizontal wells with multistage hydraulic fracturing were drilled with a length of horizontal shafts from 600 to 1000 m (most wells with a length of 1000 m) and a distance of 300 m between the rows of production and injection wells. From 3 to 2 hydraulic fractures were carried out at all wells with an operation .

Additional oil production from the horizontal wells, drilled in 2011-2016, amounted to 4661.5 thousand tons with 170 wells each. Horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, the average accumulated selection for one horizontal well is 27.4 thousand tons. The average indicators are as follows: the oil production rate is 38.0 tons / day, the liquid volume is 51.3 tons / day, the water content is 25.9%.

Findings:

The performance of the geological and technical measures complex on the Priobskoye license area showed high efficiency.

The main types of geological and technical measures at the field are hydraulic fracturing and sidetracking, providing about 42 and 46% of additional production over the past five years.

Due to the massive drilling output in the field of deep-water sediments with a low-permeable reservoir, operation of directional wells encounters certain difficulties - among new wells, the share of ARF increases due to low flow rates, the use of geological and engineering measures aimed at increasing the selection results in low effects. In these conditions, in order to increase the efficiency of development, it is necessary to apply new completion technologies that will significantly increase the productivity of wells. Such technology is horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing.

In 2011-2016 experimental plots with drilling of HS with MHD were identified. As can be seen, the flow rates of the HS are significantly higher than those of the NNS, there is a positive trend in the growth rate of the starting flow rate over the years. Additional oil production for the period 2011-2016 amounted to 4661.5 thousand tons, the specific effect of 27.4 thousand tons / well.

As a result of the analysis of the effect of injection on the bushes with the HS with MHDT, zones with ultra-low permeability and high heterogeneity of the reservoir distribution were revealed, both in the section and in the area. For zones with such geological features, the issue of convergence of the horizontal and directional wells series is being worked out.

Based on the new approach to the completion technology, the increase in the number of hydraulic fracturing stages is expected to increase the initial production rate of crude oil by about 0.5 times relative to the directional wells from each additional stage of hydraulic fracturing on the horizontal wells. The increase in the rate of selection of wells with a large number of fractures leads to an increase in NPV.

On the basis of the approach described above and according to the data on the assessment of economic efficiency in the context of individual bushes, it was decided to increase the number of fracturing stages from 5 to 8-10 pieces.

Existing problems:

- Limited scope of use of horizontal wells with multistage fracturing.
- High cost of construction horizontal wells with multistage fracturing.

The subsoil user is actively working with the fund, trying to improve the efficiency of the wells; the selection of geological and technical measures takes into account the experience of previous events.

The analysis will allow most effectively recommend the geological and technical measures for further use in order to achieve the approved oil recovery factor.