

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Применение гидравлического разрыва пласта при повышении эффективности работы скважины на Х... нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.66(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Гетц Станислав Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗГ	Гетц Станислав Александрович

Тема работы:

Применение гидравлического разрыва пласта при повышении эффективности работы скважины на Х... нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	1218/С от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Проект эксплуатации скважины № 1204 Х... нефтяного месторождения с применением гидравлического разрыва пласта.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение Глава 1. Геологическая часть. Характеристика района расположения объекта работ Глава 2. Техничко-технологическая часть. Описание метода гидравлического разрыва пласта Глава 3. Социальная ответственность при проведении проектируемых работ. Данные про промышленной безопасности и охране окружающей среды. Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Расчеты при проведении гидравлического разрыва пласта, анализ. Заключение</p>

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта. 2. Структурная карта по кровле пласта Ю13 участка Х... месторождения. 3. Тектоническая карта. 4. Общая схема гидроразрыва пласта. 5. Динамика выполнения ГРП. 6. Технологическая схема гидравлического разрыва пласта. 7. Схема оборудования забоя скважины для ГРП. 8. Якорь плашечный гидравлический для ГРП. 9. Насосный агрегат для ГРП 4АН-700. 10. Пескосмесительный агрегат ЗПА. 11. Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта. 12. Схема расположения оборудования при ГРП 13. Схема установки превентора 14. Установка погружного центробежного насоса включает в себя погружное и наземное оборудование. 15. Схема установки фильтра ЖНШ
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Абраменко Никита Сергеевич</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.03.2018</p>
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Гладких Марина Алексеевна</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б3Г</p>	<p>Гетц Станислав Александрович</p>		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Результаты обучения	
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;
P4	Проявлять глубокую <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и <i>зарубежного</i> опыта, уметь использовать новые знания при обучении сотрудников
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать основы <i>изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P8	Активно <i>владеет иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P9	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным.1 целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат</i> , экономической эффективности, маркетинговые исследования
P10	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки – нефтегазовое дело

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗГ	Гетц Станислав Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых.</i>	Закачка реагента в пласт -107 698 298,9 р./3 года;
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Расход (дебит) нефти до ГРП – 94,3 тыс.т./3 года; Расход (дебит) нефти после ГРП – 187,1 тыс. т./3 года
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на прибыль – 24%; Ежегодные амортизационные отчисления– 12%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет прироста добычи нефти
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет расходов на проведение ГРП
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет рентабельности ГРП

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ):</i>	Закачка ПОТ реагента в пласт -3373452
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Расход (дебит) нефти до ПОТ обработки - 3.3т./год; Расход (дебит) нефти после ПОТ обработки– 6,1т./год
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на прибыль – 20%; Ежегодные амортизационные отчисления– 12%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Гетц Станислав Александрович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение нефтегазового дела
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
 «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Г	Гетц Станислав Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом полевых работ являются кусты скважин на X... нефтяном месторождении. При производстве работ по гидравлическому разрыву пласта могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта на X... месторождения</p> <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта на X... месторождения</p>	<p>При выполнении данных работ существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Превышение уровней шума и вибрации; • Недостаточная освещенность рабочей зоны; • Отклонение показателей микроклимата • Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. • Химические реагенты • Психофизиологическое воздействие <p>Также при проведении работ могут возникнуть опасные ситуации к ним относят:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования • Давление (разрушение систем, работающих под давлением)
---	--

	<ul style="list-style-type: none"> • Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением) • Несоответствие оборудования необходимым требованиям (неисправность оборудования) • Аномальное изменение климата
2. Экологическая безопасность	<p>При производстве гидравлического разрыва пласта на месторождении на окружающую среду оказываются следующие влияния:</p> <p>загрязнение окружающей среды выбросами нефти вследствие аварийных разливов;</p> <p>загрязнение атмосферы веществами выбрасываемыми при сгорании газа как в факелах, так и при аварийных ситуациях;</p> <p>загрязнение промышленными и бытовыми отходами;</p> <p>отрицательное влияние при строительстве и эксплуатации объектов;</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>ЧС возникающие во время проведения работ по гидравлического разрыва пласта. Меры по предупреждению ЧС. Анализ возможных ЧС</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Конституция Российской Федерации. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов. Организация работ с жидкостями ГРП.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Гетц Станислав Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 с., 16 рис., 12 табл., 19 источников.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, месторождение, пласт, нефть, обводненность, кратность увеличения дебита, проппант, метод увеличения нефтеотдачи, дизайн гидроразрыва пласта, проектирование ГРП, оптимальная геометрия трещины, технология концевое экранирования (TSO), стимуляция, интенсификация, повышение нефтеотдачи.

Объектом исследования бакалаврской работы является призабойная зона пласта нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – анализ эффективности и исследование вопросов в области внедрения теоретического и практического применения технологий ГРП на месторождении компании АО «Х...».

В процессе исследования проводилось моделирование и оценка внедрения технологии ГРП с помощью программного комплекса WellFlo 2010.

Степень внедрения: результаты работы подтвердили технологическую и экономическую эффективность работ, с проведением интенсификации на нефтегазоконденсатном месторождении с достаточно уровнем успешности.

Область применения: может быть применена при последующих мероприятиях ГТМ на газоконденсатных месторождениях компании АО «Х...».

Полученные результаты и новизна: в результате исследования было доказано, что гидравлический разрыв пласта является эффективным методом воздействия на нижележащий пласт Ю12 в чисто нефтяной зоне и позволяетратно повышать продуктивность или приемистость скважин в то время как для пласта Ю11 необходимо проведении апробации.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ПЗП - призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ - асфальтосмолистые вещества

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ОАО - открытое акционерное общество

ЗАО - закрытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

УПС - установка предварительного сброса (воды)

П- парафины

А - асфальтены

С - смолы

ЖОУ - жидкие отходы углеводородов

ЛНФ - легкая нефтяная фракция

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГОСТ - государственный стандарт

ОСТ - отраслевой стандарт

СТП - стандарт предприятия

ТУ - технические условия

РД - руководящий документ

ППД - поддержание пластового давления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

МОП - межочистой период

ГТМ - геолого-техническое мероприятие

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

Содержание

Введение.....	12
1. Геологическая часть	
1.1 Общие сведения о районе работ.....	14
1.2 Стратиграфия.....	17
1.3 Тектоника.....	18
1.4 Нефтегазоводоносность.....	22
1.5 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	28
1.6 Физические свойства нефти, газа и воды.....	33
2. Применение гидравлического разрыва пласта при повышении эффективности работы скважины на X... нефтяном месторождении (Томская область).....	34
2.1 Общее состояние разработки месторождений с применением ГРП.....	34
2.2 Назначение метода, используемые реагенты.....	37
2.3 Оборудование для производства ГРП.....	50
2.4 Осложнения, встречающиеся в работе УЭЦН, в результате проведения гидроразрыва пласта.....	58
3. Технология проведения ГРП.....	65
3.1 Отсыпка забоя проппантом.....	67
3.2 Изоляция пластов.....	68
3.3 Промывка скважины после ГРП.....	71
3.4 Освобождение и подъем пакера.....	73
4. Расчет параметров технологического процесса.....	74
4.1 Расчет процесса гидравлического разрыва пласта.....	74
4.2 Расчет размеров трещин.....	75
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	75
6. Социальная ответственность.....	90
Заключение.....	103
Список используемых источников.....	104
Приложения.....	106

Введение

Месторождение Х... территориально расположено в пределах Томского нефтегазодобывающего района на северо-западе Томской области на расстоянии 488 км от областного центра.

Месторождение представляет собой изометрическую антиклинальную раскладку размерами 30х24 км, амплитудой 160 м. Продуктивные горизонты Ю1 и Ю2 залегают на глубинах 2270 – 2340 м. Залежи пластовые с литологическим ограничением. Резервуар выражен переслаиванием мелкозернистых песчаников и аргиллитов. Покрышкой служат глинистые породы мощностью до 200 км. Залежи газоконденсатные с нефтяной оторочкой.

Х... месторождение входит в Блок 87 в Томской области, в который также входят Х... и площадь Х... месторождения, запасы которых по категориям С1+С2 составляют 11,5 млн. тонн.

В настоящее время разработку активов ведет дочернее предприятие Х.... Этот проект представляет особую важность для Х..., т.к. по трубопроводу будет прокачиваться добытая на Х... месторождении нефть и её последующая подготовка.

Х... район – один из крупнейших нефтедобывающих районов Томской области, начал разрабатываться в 1982 г., тогда было добыто 9.77 млн. т. нефти. В данном районе обнаружены запасы свободного газа и в дальнейшем он будет как нефтедобывающим, так и газодобывающим.

Район Х... месторождения уникален так как стратиграфический диапазон нефтегазоносности его охватывает интервал от девона до валанжина; обнаружена большая концентрация ресурсов в палеозое.

Запасы нефти категории С1 данного района - 77.2 млн. т., и только Х... месторождение имеет начальные извлекаемые запасы 25.5 млн. т., что составляет 33% от всех запасов нефти на этой территории.

Территория района относится к категории малозаселённых. Существующая инфраструктура и дорожная сеть практически полностью связаны с деятельностью геологоразведочных и нефтедобывающих предприятий. Активные поисковые и разведочные работы на нефть и газ в 60-70-е годы привели к открытию в районе группы нефтяных месторождений, для разработки которых в 1978 году было создано нефтегазодобывающее управление Х....

Промышленная добыча нефти в районе осуществляется с 1978 года. После ввода в разработку Х... (1982 г.) месторождения объем добычи нефти наращивался.

Основной причиной сравнительно медленного освоения месторождений являлись сложные климатические условия и их территориальное расположение. Район практически полностью заболочен, что предопределило необходимость строительства лежнёвых дорог для завоза оборудования и материалов. Это же обстоятельство обусловило отставание темпов буровых работ (по сравнению с проектными) и, соответственно, увеличение продолжительности начальной стадии разработки месторождений.

Проектная документация на разработку месторождения составлялась Х..., затем институтом Х.... Поскольку нефтяные залежи на месторождениях выявлены в одновозрастных отложениях и сходны по условиям залегания нефти и основным характеристикам, были предложены и реализованы во много сходные системы разработки.

В настоящее время гидроразрыв пласта является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием, обеспечивающим кратное увеличение добычи и повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов.

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

1.1 Общие сведения о месторождении.

Х... месторождение находится в Парабельском районе Томской области в 400 км к северо-западу от г. Томска, в 130 км от районного центра, а самый ближайший населенный пункт - г. Кедровый, находится на расстоянии около 80 км (рис. 1.1). Ближайший крупный центр это г. Колпашево, расстояние до которого по водным путям 570 км, по воздушной трассе - 220 км. Самая крупная на территории является р. Чижалка и ее притоки Екыльчак, Тамырсаг, Чагва и др.

Месторождение открыто в 1966 году бурением разведочной скважины №152. Вступило в разработку в 1982 г. Эксплуатационное бурение началось в 1983 г. По состоянию на 1.01.95г. пробурено 504 скважины, добыто практически безводной нефти 6996,591 тыс.т или 5,6% от балансовых запасов нефти, газа - 3,172 млрд.м³ или 3,1% от общих запасов газа по месторождению. Балансовые запасы нефти, газа и конденсата утверждены ЦКЗ Минтопэнерго РФ (протокол №36 от 3.08.93 г.) в количестве 124481 тыс.т нефти и 70603 млн.м³ газа.

Продуктивные пласты Х... месторождения имеют сложное геологическое строение, заключающееся в частом переслаивании проницаемых пропластков различных мощностей, невыдержанных по площади и по разрезу с непроницаемыми прослоями, имеется большое количество зон отсутствия коллектора на продуктивной площади (особенно верхних пластов), отличается значительная изменчивость коллекторских свойств как по площади распространения, так и по разрезу, залежи имеют чрезвычайно сложную конфигурацию ВНК и ГНК.

Нефтеконденсатные залежи Х... месторождения, имеющие промышленное значение, приурочены к шести продуктивным пластам верхнеюрских отложений. Индексация пластов сверху вниз следующая: Ю₁⁰,

Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, и Ю₂. [19] В них сосредоточено 125050 тыс.т нефти, 70603 млн.м³ свободного газа и 12595 тыс.т конденсата (принято после уточнения подсчета запасов в настоящей работе по результатам бурения скважин за период 1993-1994 гг.), в т.ч. 47,4% запасов нефти в пласте Ю₁³ и 27,6% - в пласте Ю₁⁴. Они являются основными промышленными объектами нефтедобычи на Х... месторождении.

Все залежи имеют один ВНК и ГНК, утверждены на отметках соответственно - 2244 м и - 2225 м. Этаж нефтеносности близок к 19-20 м. Толщина глинистых перемычек, между пластами колеблется в основном от 1,2 м до 9 м.

Коллектора продуктивных пластов низкопроницаемые (Ю₂, Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁² - 5-10 мкм²*10⁻³, Ю₁³ - 13,5 и Ю₁⁴ - 24,4), недонасыщенные (нефтенасыщенность, принятая в подсчете запасов, составляет в основном 0,556+0,65).

Физико-химические свойства нефти, газа и конденсата изучены по 85 глубинным и 61 поверхностным пробам. Отличительной особенностью нефтей Лугинецкого месторождения является ее малая вязкость - 0,3 спз. На месторождении выделено четыре объекта разработки с бурением самостоятельных сеток скважин, причем в двух из них - пластах Ю₁³ и Ю₁⁴ - выделяются две части: нефтяная часть, имеющая историю разработки и неразбуренная часть, участки узкой оторочки (запасы категорий С₁).

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время - 40-50 °С. Величина снежного покрова достаточно велика, на заселенных участках достигает 1,5 м.

Самый жаркий месяц лета - июль, когда температура воздуха поднимается до +35°С. Среднегодовое количество осадков составляет 450 -500 мм в год. Ледостав на реках начинается в ноябре, а вскрытие их ото льда приходится на конец апреля - начало мая. Навигационный период на крупных реках продолжается 150-170 дней, а на мелких - значительно меньше.

Месторождение расположено в Парабельском районе Томской области. Районный центр - с. Парабель - находится в 130 км от месторождения, а ближайший населенный пункт - г. Кедровый, удален на расстояние около 80 км. Ближайший крупный центр является г. Колпашево, расстояние до которого водным путем равно 570 км, по воздушной трассе - 220 км. Самой крупной на территории является р. Чижалка и ее притоки Екыльчак, Тамыршат, Чагва и др.

Шоссейные и железные дороги в районе месторождения отсутствуют. Доставка грузов производится авиатранспортом, в период навигации - по рекам, в зимнее время - по зимнику, связывающему г. Кедровый с областным центром - г. Томском. На месторождении развита сеть грунтовых дорог. (рис. 1, приложение 1)

Плотность населения очень низкая. В подавляющем большинстве население состоит из хантов, русских, украинцев. Основным занятием населения является заготовка леса, рыбная ловля, пушной промысел. В последние годы на территории района получили большое развитие геолого-геофизические работы, на которых занята большая часть населения.

Город Кедровый, расположенный в непосредственной близости от района работ, является базой нефтегазодобывающей промышленности. Здесь было расположено Х..., аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, пристань на реке Чузик.

Нефть, добываемая на Х... месторождении, подается в нефтепровод Х... трасса которого проходит в 130 км к северу от месторождения. Нефтепровод введен в эксплуатацию в марте 1972 г, а "нитка" Х... связывающая месторождение с нефтепроводом введена в эксплуатацию в 1982 г.

В районе Х... месторождения имеются залежи глин, и строительных песков, пригодных для строительных целей. Глины используются для приготовления буровых глинистых растворов. Строительный лес, необходимый для обустройства скважин, имеется на месте.

Х... локальное поднятие, к которому приурочено одноименное месторождение, было выявлено в 1965-1966 гг. В 1966 г на Х... площади было

начато глубокое поисковое бурение, и первой же скважиной №152, заложенной в присводовой части структуры, было открыто X... месторождение.

1.2 Стратиграфия.

В геологическом строении X... месторождения принимают участие породы трех структурно-тектонических этажей: кристаллического фундамента, промежуточного этажа и осадочного чехла мезозойской группы.

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин на основании корреляционных схем, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1968 г и уточнявшихся и дополнявшихся в последующие годы (г. Тюмени в 1991 г.).

По данным бурения породы фундамента в районе исследования представлены, в основном, формациями промежуточного комплекса - известняков с прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности. Отложения промежуточного комплекса вскрыты десятью скважинами: шестью разведочными и четырьмя эксплуатационными. Наиболее полный разрез промежуточного комплекса (толщина 1525 м) вскрыт в скв. 170.

Юрская система J

Среднеюрский отдел (J₂)

Отложения средней юры объединяются в тюменскую свиту, она представлена песчано-глинистыми породами континентального генезиса с прослоями углей и углистых аргиллитов. Мощность свиты до 140 м. Для разреза тюменской свиты характерна своеобразная “пилообразная” форма кривых электрического каротажа, служащая одним из признаков при проведении верхней границы свиты. В кровле тюменской свиты залегает продуктивный песчаный горизонт Ю₂.

Васюганская свита J_{3vs}

Васюганская свита сложена переслаиванием песчаников и алевролитов, разделенных прослоями аргиллитов. В разрезе свиты присутствуют маломощные прослои углистых аргиллитов и углей. Толщина васюганской

свиты на Лугинецком поднятии колеблется от 50 до 85 м. Песчаники васюганской свиты серые, буровато-серые, алевролиты – серые, светло-серые, буровато-серые, в нижней части разреза песчаные и песчанистые в верхней – глинистые и известковистые. Часто сидеритизированные. Слоистость пород косая, горизонтальная и перекрестная. Отложения васюганской свиты слагают продуктивный горизонт Ю₁. Васюганская свита повсеместно разделяется на 3 толщи (пачки).

Нижняя подугольная пачка включает в себя выдержанные по площади и разрезу основные продуктивные пласты Х... месторождения Ю³ и Юприбрежноморского генезиса. При этом в отдельных скважинах наблюдается опесчанивание разреза подошвенной части горизонта Ю₁, что позволяет некоторым исследователям выделять здесь локально развитый пласт Ю⁵.

Межугольная пачка представлена аргиллитами и слоями углей и углистых аргиллитов с редкими линзами песчаников и алевролитов континентального генезиса.

Верхняя, надугольная пачка представлена песчаниками и алевролитами предположительно прибрежно-морского генезиса, составляющими продуктивные пласты Ю² и Ю¹, и разделяющими их углистыми аргиллитами. По данным биостратиграфического расчленения, пласт Ю⁴ относится к среднему верхнему келловью. Ю³ - к нижнему оксфорду, Ю² - к верхнему оксфорду. Возраст пласта Ю¹ определяется как оксфорд-киммериджский. (рис. 1.2, приложение 2)

1.3 Тектоника.

В тектоническом отношении Лугинецкое месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (рис. 1.3, приложение).

Здесь выделяются структуры 1-го, 2-го и 3-го порядков.

Исследуемая территория расположена в зоне сочленения Нюрольской впадины и Пудинского мегавала, на склоне последнего. В обрамлении

Пудинского мегавала с севера располагается Среднеvasюганский мегавал, с запада Нюрольская впадина, с юго-запада Лавровский наклонный вал, которые относятся к структурам первого порядка и осложнены структурами второго порядка.

Нюрольская впадина - это наиболее крупная отрицательная структура Обь-Иртышского междуречья. Наиболее погруженной является центральная часть депрессии, где выделяется Кулан-Игайская котловина. Периферийные части впадины осложнены более мелкими структурами второго порядка. В восточном борту впадины выявлен фестивальный вал, в юго-восточном - Лавровский наклонный вал. Локальные поднятия, как правило, тяготеют к участкам пологих погружений юга и юго-востока впадины, где градиент наклона верхнеюрского сейсмического репера (горизонт Па) не превышает 4 м/км.

Пудинский мегавал, в пределах западного склона которого сосредоточена основная часть исследованных месторождений, ограничивает восточный борт Нюрольской впадины. По морфологическим особенностям это крупная антиклиналь размерами 150x60 км. Структурным ядром ее является Лугенецкое, Юбилейное, Горело-Ярское куполовидное поднятия и Останинский вал. Общее северо-западное простирание мегавала предопределило пространственное расположение выделенных поднятий. Градиент наклона горизонта Па в преклиналиях и крыльевых частях мегавала примерно одинаков и равен 20 м/км. В формировании структурного плана Западно-Сибирской плиты большую роль сыграла дизъюнктивная тектоника.

Детальный анализ разрывных нарушений позволил провести их систематизацию по двум признакам: пространственной ориентировке и глубине проникновения в платформенные отложения. Выделено четыре основных направлений ориентировки разломов: северо-западное, северо-восточное, субмеридиональное и субширотное. При этом в группе разрывов северо-восточного и северо-западного простирания наблюдаются сквозные и, выявленные на дневной поверхности, с неясной глубиной проникновения

Среди нарушений субмеридионального простирания преобладают разрывы, затухающие в осадочном чехле, а в группе субширотного - затухающие в фундаменте. По времени относительного проявления, более древние (домезозойского возраста) нарушения отмечены только в фундаменте, а наиболее молодые - сквозные, затухающие с глубиной и выявленные на поверхности, зафиксированы в отложениях мезозойского, кайнозойского и четвертичного периодов. Длина нарушений меняется от первых километров до 500 км (разрывы рифтовых зон). Выделенные в фундаменте разломы в своей совокупности формируют блочный каркас его строения.

Тектоническая трещиноватость мезозойско-кайнозойских отложений является результатом тех напряжений в Земной коре, которые имели место в период формирования осадочного чехла. В пределах изучаемой территории основные направления трещиноватости в осадочном чехле имеют северо-западное и северо-восточную ориентировку. Напряжения возникающие в Земной коре, и связанные с ними колебания блоков фундамента определяют интенсивность и асимметрию движения крыльев локальных поднятий.

Большое значение в исследуемом районе также имеет развитие сбросовых дислокаций в результате растяжения земной коры, что приводит к образованию открытых трещин и благоприятных условий для миграции флюидов.

Что же касается непосредственно самого Х... месторождения, то в тектоническом отношении месторождение приурочено к Х... локальному поднятию - структуре третьего порядка, расположенной в северо-западной периклинальной части Пудинского мегавала - положительной структуры первого порядка.

С северо-запада Пудинский мегавал граничит с Усть-Тымской рифогенной зоной, сочленяясь с ней моноклинально с углом наклона 2-3°. Моноклинальный склон постепенно переходит в северный борт Х... поднятия, которое имеет изометрическую форму, характерную для структур плитных комплексов платформ.

По отражающему горизонту Φ_1 (кровля до юрских отложений) X... локальное поднятие оконтуривается изогипсой - 2450 м. Его размеры составляют 24x23 км, амплитуда - 130 м. По горизонту Φ_2 в центральной, западной и восточной частях X... локального поднятия выделяются три приподнятые зоны унаследованно отражающиеся в структурной поверхности вышележающих юрских отложений. Характерной особенностью является осложненность структуры по горизонту Φ_2 множеством разрывных нарушений, которые по мнению большинства исследователей затухают в юрских отложениях.

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) размеры X... л.п. в пределах оконтуривающей изогипсы - 2260 м равны 22x20 км, амплитуда - 120 м. Углы падения изменяются от $1^{\circ}15'$ до $1^{\circ}55'$ на северном и восточном.

В настоящее время установлено, что X... структура осложнена множеством приподнятых зон, структурных носов, мысов, впадин и ложбин, контролирующих площадное распространение контуров нефте- и газоносности. По результатам бурения скважин кустов 47 и 36 месторождение разделилось на два купола - западный и восточный.

В западной части X... поднятия выделяется X... структурный мыс - локальное поднятие, перспективное для расширения площади нефтегазоносности, где пробурена скв. 186 и намечается продолжение разведочного бурения.

Присутствует сложная конфигурация и малая толщина песчаных тел.

Проявляется сильное влияние мелкоблоковой структуры фундамента на динамику отражений юрской части разреза.

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты), отражающему строение кровли продуктивного горизонта Ю₁, X... структура представляет собой брахиантиклинальную складку амплитудой 120 - 130 м. Размеры складки по оконтуривающей изогипсе - 2260 м составляют 2022 км, углы падения пород на крыльях изменяются от $1015'$ на юге до $1055'$ на востоке

и севере.. установлено, что X... структура осложнена множеством локальных поднятий, структурных носов, мысов, впадин и ложбин, контролирующих площадное распространение контуров нефте- и газоносности. ×

1.4 Нефтегазоводоносность.

Результаты бурения, геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатируемых скважин позволили установить на Лугинецком месторождении промышленную нефтеносность пластов коллекторов васюганской и тюменской свит верхней юры. В разведочных скважинах рабочие дебиты свободного газа на 12,5мм диафрагме составляли от 59,3 до 351тыс. м³/сут при депрессиях на пласт 3,03 - 18,98МПа. При опробовании газовой шапки залежи вместе с газом из скважин поступало значительное количество конденсата (конденсатный фактор измерялся от 138,2 до 278,8 см³/м³).

При испытании нефтяных оторочек юрских продуктивных пластов в разведочных скважинах были получены фонтанные притоки нефти с дебитами от 10,6 до 106,8 м³/сут. при депрессиях на пласт, изменившихся от 5,54 до 19,68 МПа. Таким образом, по результатам опробования разведочных скважин в 1972г. ГКЗ утвердила запасы X... месторождения как газоконденсатного с нефтяной оторочкой промышленного значения. При этом запасы нефти, конденсата, свободного и растворенного газа подсчитывались для единого подсчетного объекта, который объединял пласты и прослой песчаников и к.з. алевролитов васюганской и тюменской свит и индексировался как горизонт Ю₁₋₃.

На сегодняшний день материалы бурения и испытания почти четырехсот эксплуатируемых скважин, результаты корреляции их разрезов по диаграммам ГИС, данные разработки залежей позволяют выделить в разрезе васюганской свиты пласты в составе горизонта Ю₁, индексируемые сверху вниз как Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃, Ю₁₄. В разрезе тюменской свиты выделяют горизонт Ю₂.

Результаты бурения, геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатируемых скважин позволили установить на X...

месторождении промышленную нефтеносность пластов коллекторов васюганской и тюменской свит верхней юры. В разведочных скважинах рабочие дебиты свободного газа на 12,5мм диафрагме составляли от 59,3 до 351тыс. м³/сут при депрессиях на пласт 3,03 - 18,98 МПа. При опробовании газовой шапки залежи вместе с газом из скважин поступало значительное количество конденсата (конденсатный фактор измерялся от 138,2 до 278,8 см³/м³).

При испытании нефтяных оторочек юрских продуктивных пластов в разведочных скважинах были получены фонтанные притоки нефти с дебитами от 10,6 до 106,8 м³/сут. при депрессиях на пласт, изменившихся от 5,54 до 19,68 МПа. Таким образом, по результатам опробования разведочных скважин в 1972г. ГКЗ утвердила запасы Х... месторождения как газоконденсатного с нефтяной оторочкой промышленного значения. При этом запасы нефти, конденсата, свободного и растворенного газа подсчитывались для единого подсчетного объекта, который объединял пласты и прослои песчаников и к.з. алевролитов васюганской и тюменской свит и индексировался как горизонт Ю₁₋₃.

На сегодняшний день материалы бурения и испытания почти четырехсот эксплуатируемых скважин, результаты корреляции их разрезов по диаграммам ГИС, данные разработки залежей позволяют выделить в разрезе васюганской свиты пласты в составе горизонта Ю₁, индексируемые сверху вниз как Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃, Ю₁₄. В разрезе тюменской свиты выделяют горизонт Ю₂.

Таким образом, в разрезе продуктивных юрских отложений Лугинецкого месторождения, выделяются шесть самостоятельных горизонтов подсчета, которыми являются продуктивные песчано-алевритовые пласты, разделенные глинистыми перемычками. Каждый из пяти пластов горизонта Ю₁ и горизонта Ю₂ содержат самостоятельную газоконденсатно - нефтяную залежь с единственными уровнями водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), то есть верхнеюрский резервуар Х... месторождения имеет определенное сходство с резервуарами массивно - пластового типа. При этом

вследствие металогической изменчивости и невыдержанности продуктивный пласт васюганской свиты, особенно ее верхней части (пл. Ю₁₀ Ю₁₁ Ю₁₂), на площади их распространения выделяются изолированные линзы песчано - алевритовых коллекторов, которые можно рассматривать как своего рода “залежи II порядка”, метологически ограниченные со всех сторон.

По результатам испытания 2 объекта оказались водоносными малодобитными, остальные - “сухими”. В колонне в скв.170 испытано 9 объектов доюрских отложений основания плиты (переходного комплекса). В 2 из них притоков не получено, из остальных дебиты воды составили 0,2 - 0,6 м³/сут. кроме того, испытан в колонне горизонт Ю₅ тюменской свиты, получен приток пластовой воды дебитом 3,74 м³/сут при д.у.= 782м. В скважине182 пробуренной на южном крыле X... поднятия в эксплуатируемой колонне испытано 7 объектов, из них 4 объекта - вне продукт горизонта Ю₁+Ю₂. Из палеозойских отложений получен приток пластовой воды дебитом 7,78 м³/сут при среднединамическом уровне 766 м, из горизонта Ю₆ - приток пластовой воды дебитом 8,6 м³/сут. при среднем уровне 775м. Небольшие дебиты пластовой воды получены также при испытании ачимовской пачки (1,56 м³/сут. при депрессии 10,8 МПа) и тарской свиты (4,56 м³/сут. при депрессии 7,15 МПа).

Формирования отложений пласта Ю₁³ отразились и в характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. Фильтрационно емкостные свойства (ФЕС) коллекторов верхней и нижней частей пласта значительно отличаются друг от друга, особенно это отличие наблюдается в фильтрационных свойствах песчаников. По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 0,13 до 0,21 для пористости и от 5 до 70 x10⁻³ мкм² для проницаемости. По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 0,16-0,18. При этом несколько преобладают значения К_п=0,17-0,18. На таком фоне выделяются небольшие участки с К_п меньше 0,16 и больше 0,18, в распространенных равномерно по всей площади .

Фильтрационные свойства пласта Ю₁³ изучены по данным лабораторных исследований керна, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин.

Лучшими фильтрационными свойствами характеризуется восточная часть площади распространения пласта. Здесь преобладают значения $K_{пр}$ от $10 \times 10^{-3} \text{ мкм}^3$ до $33.2 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (скв.852). Коллектора с проницаемостью менее $10 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ выделены в этой части площади в районе скв. 645, 648, 1157, 744, 793 .

Западная и центральная части площади распространения пласта характеризуются более низкими фильтрационными свойствами. Примерно в равных долях представлены участки со значениями $K_{пр}$ от $3,6 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (скв.1202) до $10 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и от 10 до $20 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Значения $K_{пр}$ более $20 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ отмечаются на небольших локальных участках, более $30 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ - в скв.657 .

Гидродинамические исследования по пласту проведены в 61 скважине в процессе эксплуатации месторождения. Среднее значение коэффициента проницаемости, полученное в результате исследований равно $6,7 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, что ниже значений $K_{пр}$, полученных по керну и геологическому исследованию скважен (ГИС) . Это связано с естественным ухудшением параметра в процессе разработки месторождения.

Пласт Ю₁⁴ на изучаемой площади четко разделяется на восточный и западный купола. Восточный - характеризуется несколько пониженными значениями эффективных ,а также газо- и нефтенасыщенных толщин по сравнению с западным и в целом по пласту. Эффективная толщина пласта колеблется в широком диапазоне от 0,8 до 21,2 м. Пласт неоднородный, количество песчаных прослоев, выделяемых в разрезе изменяется от 1 до 9 при интервале изменения толщин от 0,4 до 6,8 м.

По своим емкостным и фильтрационным свойствам западный и восточный купола мало отличаются друг от друга. На обоих куполах значения коэффициента пористости колеблются, в основном, в пределах 0,16-0,18. На

западном куполе преобладают участки с пористостью выше 0,17, а на восточном участке со значениями $K_{п} > 17$ занимают около 50% площади и выделяются в северной части (район скв.538), в центральной части (район скв.1138) и на юге в районе скв.738, 761. Остальная часть восточного купола характеризуется более низкой пористостью.

Хорошими фильтрационными свойствами характеризуется большая часть западного купола, где $K_{пр} > 15 \times 10^{-3}$ мкм², ухудшение их наблюдается в его восточной части, здесь $K_{пр}$ изменяется от 5 до 10×10^{-3} мкм². Низкими фильтрационными свойствами с $K_{пр} < 5 \times 10^{-3}$ мкм²обладают небольшие участки в районе скважин 653, 728, 868. На восточном куполе выделяются три участка (на юге, в центральной части район скв.1138, на северо-западе в районе скв.538) с хорошими фильтрационными свойствами $K_{пр} > 15 \times 10^{-3}$ мкм², обширный участок в центральной части с $K_{пр}$ меньше 15×10^{-3} мкм² и небольшая зона, простирающаяся с запада на восток с низкими фильтрационными свойствами (скв.665 - 2×10^{-3} мкм², скв.698 - $3,1 \times 10^{-3}$ мкм², скв.699 - $4,7 \times 10^{-3}$ мкм²). В целом по пласту Ю₁⁴ ФЕС коллекторов изменяются в широких пределах.

Анализируя корреляционные связи между пористостью ($K_{п}$), проницаемостью ($K_{пр}$) и остаточной водонасыщенностью ($K_{в}$) пласта Ю₁³ видно, что коэффициенты корреляции по всем парным выборкам очень высоки и отличаются на незначительную величину, что позволяет сделать вывод об однородном составе песчаников этого объекта.

Коэффициенты корреляции между основными параметрами $K_{п}$ и $K_{пр}$ по пласту Ю₁⁴ несколько ниже, чем по пласту Ю₁³. Это говорит о том, что в разрезе скв.180 пласта Ю₁⁴ более неоднороден, чем пласт Ю₁³.

С целью выяснения характера распространения пористости и проницаемости по всей выборке значений были построены кривые их распределения и посчитаны средние значения, стандартное отклонение для пластов Ю₁³ и Ю₁⁴. Кривые распределения по $K_{п}$ имеют сходную картину, но отличаются только значениями максимумов: для Ю₁³ - 14.8%, для Ю₁⁴ - 18.4%.

При этом хорошо видно, что лучшими емкостными свойствами обладает пласт Ю₁⁴. Более дифференцированные кривые распределения проницаемости, причем более неоднороден пласт Ю₁⁴, но у пласта Ю₁³ более низкие фильтрационные свойства.

Горизонт Ю₂, к которому приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой, вскрыт не повсеместно и на большей части он водонасыщен. Эффективная мощность его колеблется в очень большом диапазоне от 0,6 м (скв.157) до 34,8 м (скв.1157). Максимальные мощности отмечены в газонасыщенной части пласта и приурочены к сводовой части структуры. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 0,8 до 17,1 м. Пласт неоднородный, среднее значение K_p по пласту равно 5,6 при коэффициенте песчаности - 0,5. Более однородный пласт в нефтяной зоне, здесь коэффициент песчаности достигает 0,68, при $K_p=3,6$.

Объемный коэффициент пластовой нефти по результатам ступенчатого разгазирования изменяется от 1,132 (скв.707) до 2,4921 (скв.800), давление насыщения от 4,6 МПа (скв.707) до 20,6МПа (скв.162) газосодержание при ступенчатой сепарации от 28,35м³/т (скв.707) до 224,63м³/т (скв.800), динамическая вязкость нефти в пластовых условиях - от 0,49МПа с (скв.613) до 2,75МПа с (скв.1191), при этом не наблюдается какой-либо закономерности в изменении основных свойств пластовой нефти, определенных по результатам анализов глубинных проб, ни по площади массивнопластовой залежи, ни по разрезу.

Таким образом, в разрезе продуктивных юрских отложений X... месторождения, выделяются шесть самостоятельных горизонтов подсчета, которыми являются продуктивные песчано-алевритовые пласты, разделенные глинистыми перемычками. Каждый из пяти пластов горизонта Ю₁ и горизонта Ю₂ содержат самостоятельную газоконденсатно - нефтяную залежь с единственными уровнями водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), то есть верхнеюрский резервуар X... месторождения имеет определенное сходство с резервуарами массивно - пластового типа. При этом

вследствие методологической изменчивости и невыдержанности продуктивный пласт васюганской свиты, особенно ее верхней части (пл. Ю₁₀ Ю₁₁ Ю₁₂), на площади их распространения выделяются изолированные линзы песчано - алевритовых коллекторов, которые можно рассматривать как своего рода “залежи II порядка”, методологически ограниченные со всех сторон.

По результатам испытания 2 объекта оказались водоносными малодобитными, остальные - “сухими”. В колонне в скв.170 испытано 9 объектов доюрских отложений основания плиты (переходного комплекса). В 2 из них притоков не получено, из остальных дебиты воды составили 0,2 - 0,6 м³/сут. кроме того, испытан в колонне горизонт Ю₅ тюменской свиты, получен приток пластовой воды дебитом 3,74 м³/сут при д.у.=782м. В скв.182, пробуренной на южном крыле Х... поднятия в эксплуатируемой колонне испытано 7 объектов, из них 4 объекта - вне продукт горизонта Ю₁+Ю₂. Из палеозойских отложений получен приток пластовой воды дебитом 7,78 м³/сут при среднединамическом уровне 766м, из горизонта Ю₆ - приток пластовой воды дебитом 8,6 м³/сут. при среднем уровне 775м. Небольшие дебиты пластовой воды получены также при испытании ачимовской пачки (1,56 м³/сут. при депрессии 10,8 МПа) и тарской свиты (4,56 м³/сут. при депрессии 7,15 МПа).

1.5 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.

Условия формирования отложений пласта Ю₁³ отразились и в характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. Фильтрационно емкостные свойства (ФЕС) коллекторов верхней и нижней частей пласта значительно отличаются друг от друга, особенно это отличие наблюдается в фильтрационных свойствах песчаников. По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 0,13 до 0,21 для пористости и от 5 до 70 x10⁻³ мкм² для проницаемости. По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 0,16-0,18. При этом несколько преобладают значения $K_{п}=0,17-0,18$. На таком фоне выделяются

небольшие участки с $K_{\text{п}}$ меньше 0,16 и больше 0,18, в распространенных равномерно по всей площади .

Фильтрационные свойства пласта Ю₁³ изучены по данным лабораторных исследований керна, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин.

Лучшими фильтрационными свойствами характеризуется восточная часть площади распространения пласта. Здесь преобладают значения $K_{\text{пр}}$ от 10×10^{-3} мкм³ до 33.2×10^{-3} мкм² (скв.852). Коллектора с проницаемостью менее 10×10^{-3} мкм² выделены в этой части площади в районе скв. 645, 648, 1157, 744, 793 .

Западная и центральная части площади распространения пласта характеризуются более низкими фильтрационными свойствами. Примерно в равных долях представлены участки со значениями $K_{\text{пр}}$ от $3,6 \times 10^{-3}$ мкм² (скв.1202) до 10×10^{-3} мкм² и от 10 до 20×10^{-3} мкм². Значения $K_{\text{пр}}$ более 20×10^{-3} мкм² отмечаются на небольших локальных участках, более 30×10^{-3} мкм² - в скв.657 .

Гидродинамические исследования по пласту проведены в 61 скважине в процессе эксплуатации месторождения. Среднее значение коэффициента проницаемости, полученное в результате исследований равно $6,7 \times 10^{-3}$ мкм², что ниже значений $K_{\text{пр}}$, полученных по керну и геологическому исследованию скважен (ГИС) . Это связано с естественным ухудшением параметра в процессе разработки месторождения.

В целом по пласту для газонасыщенной его части ФЕС несколько выше, чем для нефтенасыщенной.

Пласт Ю₁⁴ на изучаемой площади четко разделяется на восточный и западный купола. Восточный - характеризуется несколько пониженными значениями эффективных ,а также газо- и нефтенасыщенных толщин по сравнению с западным и в целом по пласту. Эффективная толщина пласта колеблется в широком диапазоне от 0,8 до 21,2 м. Пласт неоднородный,

количество песчаных прослоев, выделяемых в разрезе изменяется от 1 до 9 при интервале изменения толщин от 0,4 до 6,8 м.

Увеличение толщины пласта в центральной части западного купола обусловлено уменьшением толщины глинистой перемычки, отделяющей пласт Ю₁⁴ от пласта Ю₁³, вызванное опесчаниванием ее нижней части, а также уменьшением толщины нижележащих аргиллитов, вплоть до их полного отсутствия в разрезе скв.162. Коэффициент расчлененности в целом по пласту - 3,3, что несколько выше, чем в восточной части, где он равен 2,7, при коэффициенте песчаности, соответственно: 0,71 и 0,66. Центральный участок западного купола практически однороден по составу, так как характеризуется песчаностью в большинстве скважин выше 0,7, среднее значение коэффициента песчаности для ГЗ - 0,83, ГНЗ - 0,77 и НЗ - 0,69, при этом выделяются участки с повышенными значениями K_p , однако это не очень повлияло на значение коэффициента песчаности из-за небольших толщин плотных пропластков. Практически одним, реже - двумя и более пропластками коллектора представлена западная часть пласта западного купола и северная часть пласта восточного купола.

По своим емкостным и фильтрационным свойствам западный и восточный купола мало отличаются друг от друга. На обоих куполах значения коэффициента пористости колеблются, в основном, в пределах 0,16-0,18. На западном куполе преобладают участки с пористостью выше 0,17, а на восточном участке со значениями $K_p > 17$ занимают около 50% площади и выделяются в северной части (район скв.538), в центральной части (район скв.1138) и на юге в районе скв.738, 761. Остальная часть восточного купола характеризуется более низкой пористостью.

Хорошими фильтрационными свойствами характеризуется большая часть западного купола, где $K_{пр} > 15 \times 10^{-3}$ мкм², ухудшение их наблюдается в его восточной части, здесь $K_{пр}$ изменяется от 5 до 10×10^{-3} мкм². Низкими фильтрационными свойствами с $K_{пр} < 5 \times 10^{-3}$ мкм² обладают небольшие участки в районе скважин 653, 728, 868. На восточном куполе выделяются три

участка (на юге, в центральной части район скв.1138, на северо-западе в районе скв.538) с хорошими фильтрационными свойствами $K_{\text{пр}} \geq 15 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, обширный участок в центральной части с $K_{\text{пр}}$ меньше $15 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и небольшая зона, простирающаяся с запада на восток с низкими фильтрационными свойствами (скв.665 - $2 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, скв.698 - $3,1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, скв.699 - $4,7 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$). В целом по пласту Ю₁⁴ ФЕС коллекторов изменяются в широких пределах.

Пористость и проницаемость пласта меняется не только по площади, но и по разрезу так же, как и во всех пластах, формировавшихся в период регрессии. В нижней части пласта наблюдается постепенное увеличение средних значений пористости от 0,13 до 0,2, с проницаемостью от $3 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $20 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Вышележащая часть разреза характеризуется средними значениями пористости 0.19-0.20, а проницаемостью $(50-90) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

По пласту Ю₁³ исследовался материал, полученный по результатам изучения керна по 15-ти скважинам. Для пласта Ю₁⁴ такой анализ проведен по скважине 180, поскольку здесь отбор керна составил практически 100%.

С целью выявления анизотропии пласта анализ проводился как для всей выборки, так и отдельно для образцов параллельно и перпендикулярно напластованию, что позволяет дать определенный ответ об однородности изучаемой толщи.

Анализируя корреляционные связи между пористостью ($K_{\text{п}}$), проницаемостью ($K_{\text{пр}}$) и остаточной водонасыщенностью ($K_{\text{в}}$) пласта Ю₁³ видно, что коэффициенты корреляции по всем парным выборкам очень высоки и отличаются на незначительную величину, что позволяет сделать вывод об однородном составе песчаников этого объекта.

Коэффициенты корреляции между основными параметрами $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{пр}}$ по пласту Ю₁⁴ несколько ниже, чем по пласту Ю₁³. Это говорит о том, что в разрезе скв.180 пласта Ю₁⁴ более неоднороден, чем пласт Ю₁³.

С целью выяснения характера распространения пористости и проницаемости по всей выборке значений были построены кривые их

распределения и посчитаны средние значения, стандартное отклонение для пластов Ю₁³ и Ю₁⁴. Кривые распределения по $K_{п}$ имеют сходную картину, но отличаются только значениями максимумов: для Ю₁³ - 14.8%, для Ю₁⁴ - 18.4%. При этом хорошо видно, что лучшими емкостными свойствами обладает пласт Ю₁⁴. Более дифференцированные кривые распределения проницаемости, причем более неоднороден пласт Ю₁⁴, но у пласта Ю₁³ более низкие фильтрационные свойства.

Горизонт Ю₂, к которому приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой, вскрыт не повсеместно и на большей части он водонасыщен. Эффективная мощность его колеблется в очень большом диапазоне от 0,6 м (скв.157) до 34,8 м (скв.1157). Максимальные мощности отмечены в газонасыщенной части пласта и приурочены к сводовой части структуры. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 0,8 до 17,1 м. Пласт неоднородный, среднее значение $K_{р}$ по пласту равно 5,6 при коэффициенте песчаности - 0,5. Более однородный пласт в нефтяной зоне, здесь коэффициент песчаности достигает 0,68, при $K_{р}=3,6$.

1.6 Физические свойства нефти, газа и воды.

Объемный коэффициент пластовой нефти по результатам ступенчатого разгазирования изменяется от 1,132 (скв.707) до 2,4921 (скв.800), давление насыщения от 4,6 МПа (скв.707) до 20,6МПа (скв.162) газосодержание при ступенчатой сепарации от 28,35м³/т (скв.707) до 224,63м³/т (скв.800), динамическая вязкость нефти в пластовых условиях - от 0,49МПа с (скв.613) до 2,75МПа с (скв.1191), при этом не наблюдается какой-либо закономерности в изменении основных свойств пластовой нефти, определенных по результатам анализов глубинных проб, ни по площади массивнопластовой залежи, ни по разрезу.

Так, весьма различаются по основным физико-химическим параметрам пробы нефти, отобранные от горизонта В2 в скв.162 и 707, из пластов с одной стороны и в скв.613, 1191 - с другой. Основной причиной широкого и неупорядоченного разброса параметров пластовой нефти, определенных по

результатам анализов глубинных проб, является тот факт, что все отобранные на X... месторождении глубинные пробы в различной степени недонасыщены газом. Об этом свидетельствует то, что давление на глубине отбора проб изменяется в очень широких пределах - от 5,4 МПа в скв.707 до 20,3МПа в скв.1191, однако ни в одной скважине давление, при котором отбирались глубинные пробы, не достигало начального пластового давления, определенного в подотчете запасов, утвержденном ГКЗ и равного 24,29МПа.

В то же время для X... месторождения, которое является нефтегазоконденсатным, из самой физико-химической сути процессов растворение газа в нефти и формирование нефтегазовых залежей, вытекает непреложный факт - на уровне ГНК давление насыщения нефти газом должно равняться пластовому давлению. Ниже ГНК, где пластовое давление несколько выше давления насыщения, газ полностью растворен в нефти и в пластовых условиях углеводородная система находится в гомогенной жидкой фазе. Таким образом, можно утверждать, что давление насыщения нефти Юрской массивно-пластовой залежи X... месторождения газом равно 24,3 МПа.

Физические свойства пластовой нефти X... юрской массивно-пластовой залежи: газосодержание -185 м³/м³ с учетом средней плотности сепарированной нефти, равной 0,8284 т/м³;

объемный коэффициент - 1,63.

вязкость - 0,3 МПа С.

Пластовые воды горизонта Ю₁ представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, воды характеризуются незначительным содержанием сульфатов (3.8 мг/л) и повышенной концентрацией ионов кальция (1583 мг/л). Минерализация вод равна 50.6 г/л, плотность 1034 кг/м³. Вязкость воды в пластовых условиях при температуре 820С составляет 0.37 мПа*с.

2. Применение гидравлического разрыва пласта при повышении эффективности работы скважины на X... нефтяном месторождении (Томская область)

2.1 Общее состояние разработки месторождения с применением гидроразрыва пласта.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) один из самых эффективных методов повышения нефтеотдачи и увеличения притока.

Данный метод, в зависимости с особенностями обрабатываемого объекта может иметь множество технологических решений. Технологии ГРП отличаются как по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов так и по размерам образываемых трещин.

Технология ГРП заключается в том, что при подаче под давлением воды в пласт создается высокопроводимая трещина, что обеспечивает приток добываемого продукта (природный газ, вода, конденсат, нефть или их смесь) к забою скважины.(рис. 2.1, приложение 4)

При проведении ГРП дебит обрабатываемой скважины повышается или значительно понижается ее депрессия.

Метод ГРП дает возможность «разбудить» простаивающие и неиспользуемые скважины, на которых проведение добычи классическими методами уже нет возможности или малоприбыльна.

Гидроразрыв пласта используется также для вакумирования угольных пластов, подземной газификации, и пр.

Также в настоящее время данная методика активно используется для разработки новых пластов и месторождений, добыча нефти на которых традиционными способами нерентабельно вследствие получения низких дебитов.

Дополнительно данный метод может быть применён для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников.

Как правило, в гомогенных по толщине пластах производится 1 трещина довольно большой длины.

Проведение ГРП с формированием протяженных трещин влечет к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и увеличению масштаба воздействия на пласт, вовлечению в производство добавочных запасов нефти и росту нефтеизвлечения в целом. Несмотря на это существует вероятность и понижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная протяженность закрепленной трещины при проницаемости пласта $0,01 \dots 0,05$ мкм² должна составлять 40-60 м, а объем закачивания – от нескольких десятков до сотен кубических метров жидкости и от нескольких единиц до десятков тонн проппанта.

Также применяется селективный гидроразрыв, который позволяет привлечь в разработку и увеличить эффективность низкопроницаемых слоев.

Для привлечения в промышленную разработку газовых коллекторов со сверхнизкой проницаемостью (менее 10^{-4} мкм²) зарубежом (США, Канада, Европа) эффективно применяют технологию массивированного ГРП. В этом случае создают трещины протяженностью 1000 м и более, с закачкой от сотен до тысяч кубических метров жидкости и от сотен до тысяч тонн проппанта.

На многопластовых разработках или в залежах более большей толщины, с низкопроницаемыми геологическими формациями, проводится, как правило, поинтервальный ГРП.

Рабочая жидкость, которая применяется для ГРП, качается в пласт через колонну труб. Если давление разрыва превосходит допустимое рабочее давление для эксплуатационной колонны и устьевой запорной арматуры, то технологи советуют взамен запорной арматуры устанавливать специализированную головку, а на нижнем конце НКТ установить пакер, выше которого межтрубное пространство заполнить жидкостью с большей плотностью.

В качестве рабочих жидкостей для ГРП обычно используют растворы с высокомолекулярными полимерами (для поддержания давления) на водной основе, в т.ч. техническую или пластовую воду, реже солянокислотные растворы (для карбонатных пород) или сырую нефть и др.

В качестве расклинивающего материала применяются проппанты, кварцевый песок и другие материалы фракции 0,5-1,5 мм.

Производительность ГРП увеличивается при одновременной гидropескоструйной или прострелочной перфорации скважины, но при поинтервальных ГРП при этом необходимо отделить обработанный участок пласта с помощью пакера и тд.

Для интенсификации объекта разработки могут использоваться различные по объему закачки ГРП.

1. Локальные ГРП с объемом закачки до 3-5 тонн проппанта. Данный вид ГРП направлен в основном на устранение скин-эффекта. Применяется в высокопроницаемых коллекторах или в залежах, где есть ограничения по геометрическим размерам трещины.

2. Глубокопроникающий разрыв с объемом закачки до 100 тонн проппанта. Используется в коллекторах со средней и высокой проницаемостью.

3. Массированный ГРП с объемом более 100 тонн проппанта. Используется в коллекторах с проницаемостью менее 1 м Дарси.

Приведенная классификация достаточно условна и приведена для нефтяных залежей. Для газовых пластов критерии объемов закачки будут значительно выше. Известны работы по газовым скважинам с объемами закачки проппанта до 2000 тонн. При проектировании ГРП необходимо учитывать взаимосвязь ширины и длины трещины.

Применение ГРП на месторождениях Западной Сибири как высокоэффективного метода интенсификации и увеличения нефтеотдачи неуклонно расширяется и охватывает уже более 1/3 действующего фонда скважин (рис. 2.2, приложение 5)

Технологии ГРП ежегодно обеспечивают 20-40% общей дополнительной добычи. Однако, как показывает отечественный и мировой опыт, в следствии истощения запасов и значительного сокращения фонда скважин, удовлетворяющих требованиям к применению ГРП, удельные

показатели эффективности метода закономерно уменьшаются и часто остаются ниже теоретического потенциала. В связи с этим актуальной становится проблема повышения результативности массового проведения ГРП. Ее решение во многом способствует мониторинг ГРП как составная часть мониторинга разработки месторождений.

Основными направлениями мониторинга ГРП являются формирование квартальных и годовых работ и их научно-методическое сопровождение. В рамках первого направления решаются главные задачи мониторинга, такие как выработка оптимальных решений, оперативное планирование и управление процессом поведения ГТМ с целью рациональной эксплуатации месторождений углеводородов.

2.2 Назначение метода, используемые реагенты

Гидравлический разрыв пластов (ГРП) – один из очень эффективных способов увеличения продуктивности нефтяных скважин и приемистости водяных нагнетательных скважин, особенно в слабопроницаемых породах.

Сущность метода заключается в искусственном образовании и расширении трещин в породах призабойной зоны путем создания повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. Для предохранения от смыкания трещин после снятия давления в пласт вместе с жидкостью закачивают кварцевый песок. В соответствии с проведенными исследованиями, в ходе проведения гидравлического разрыва создаются трещины шириной 1 – 2 мм самого непредсказуемого направления. Размер их может достигать до нескольких десятков метров. Трещины, заполненные крупнозернистым песком или проппантом, имеют значительную проницаемость, в результате чего, после проведения ГРП продуктивность скважины возрастает в несколько раз. В некоторых случаях дебиты скважин после ГРП увеличиваются в десятки раз. Это свидетельствует о том что образовавшиеся трещины соединились с другими ранее существовавшими трещинами и приток к скважине происходит из отдельных высокопродуктивных зон.

Гидроразрыв пластов заключается в следующих последовательных операциях:

- 1) закачивание в пласт жидкости разрыва пласта обеспечивающей образования трещин в пласте;
- 2) закачивание жидкости песконосителя с песком необходимым для заполнения трещин;
- 3) закачивание жидкости необходимой для продавливания песка в образовавшиеся трещины.

Механизм гидравлического разрыва пласта, т.е. механизм образования в нем трещин, может быть представлен следующим образом. Все породы, слагающие тот или иной пласт, имеют естественные микротрещины, которые находятся в сжатом состоянии под влиянием вышележающих толщ пород или, как это принято называть, горного давления. Проницаемость таких трещин небольшая. Все породы обладают некоторой прочностью, поэтому для образования в пласте новых трещин и расширений, существующих необходимо снять в породах пласта напряжение, создаваемое горным давлением, и преодолеть прочность пород на разрыв.

Давление разрыва даже в пределах одного пласта непостоянно и может изменяться в широких пределах. Практикой подтверждено, что в большинстве случаев давление разрыва P_r на забое скважины ниже горного давления и составляет (1,5 – 2,5 кгс/см²).

Для малопроницаемых пород это давление может быть достигнуто при значке маловязких жидкостей разрыва с ограниченными скоростями закачки. Если породы высокопроницаемые, требуется большая скорость нагнетания, а при ограниченной скорости нагнетания необходимо использовать жидкости повышенной вязкости. Наконец, для достижения давления разрыва в случае особо высокой проницаемости пород пласта следует применять еще большие скорости закачки высоковязких жидкостей.

Обычно в качестве жидкости разрыва применяют одну и ту же жидкость, поэтому их объединяют под одним названием – жидкость разрыва.

Для гидравлического разрыва пласта применяю различные рабочие жидкости, которые по физико-химическим свойствам можно разделить на две группы: жидкости на углеводородной основе и жидкости на водной основе.

В качестве углеводородных жидкостей применяют нефть повышенной вязкости, мазут, дизельное топливо или керосин, загущенные нафтеновыми маслами.

К растворам, применяемым в нагнетательных скважинах, относятся: водный раствор сульфит спиртовой барды, раствор соляной кислоты, вода, загущенная различными реагентами, а также загущенные растворы соляной кислоты.

Процесс разрыва в большей степени зависит от физических свойств жидкости разрыва и, в частности, от вязкости, фильтруемости и способности удерживать зерна песка во взвешенном состоянии.

При очень низкой вязкости жидкости разрыва для достижения давления разрыва требуется закачка в пласт большого объема жидкости, что связано с необходимостью использовать несколько одновременно работающих насосных агрегатов.

При высокой вязкости жидкости разрыва для образования трещин необходимы высокие давления. В зависимости от проницаемости пород оптимальная вязкость жидкости разрыва колеблется в пределах 50-500 сП. Иногда при закачке через обсадную колонну используется жидкость с вязкостью до 1000 сП и даже до 2000 сП.

Жидкость разрыва должна быть слабофильтрующей и обладать высокой удерживающей способностью в отношении взвешенного в ней песка, что предупреждает возможность оседания его в цилиндрах насоса, элементах обвязки, трубах и на забое скважины.

Способность жидкости разрыва удерживать песок во взвешенном состоянии находится в прямой зависимости от вязкости и скорости нагнетания.

Виды жидкостей

Жидкости на водной основе. Жидкости разрыва на водной основе используются сегодня в большинстве обработок. Хотя это было не так в первые годы гидроразрывов когда жидкости на нефтяной основе использовались фактически на всех обработках. Этот вид жидкости имеет ряд преимуществ над жидкостью на нефтяной основе.

1. Жидкости на водной основе экономичнее. Базовый компонент – вода намного дешевле чем нефть, конденсат, метанол и кислота.

2. Жидкости на водной основе дают больший гидростатический эффект чем нефть, газ и метанол.

3. Эти жидкости невоспламеняемы ; следовательно они не взрывоопасны.

4. Жидкости на водной основе легко доступны.

5. Этот тип жидкости легче контролируется и загущаются.

Линейные жидкости разрыва. Необходимость загущения воды чтобы помочь транспортировать расклинивающий материал (проппант), уменьшить потерю жидкости, и увеличить ширину трещины было очевидным для ранних исследователей. Первый загуститель воды был крахмал. В начале 1960-х была найдена замена – гуаровый клей – это полимерный загуститель. Он используется и в наше время. Также используются и другие линейные гели в качестве жидкости разрыва: гидроксипропил, гидроксипропилцеллюлоза, карбоксиметил, ксантан и в некоторых, редких случаях полиакриламиды.

Соединяющиеся жидкости разрыва. Впервые были использованны в конце 1960-х, когда было уделено большое внимание ГРП. Развитие этого типа жидкости решило много проблем которые возникали, когда было необходимо закачивать линейные гели в глубокие скважины с высокой температурой. Соединяющаяся реакция такова, что молекулярный вес базового полимера в значительной степени увеличивается связывая вместе различные молекулы полимера в структуру. Первой соединяющейся жидкостью был гуаровый клей. Типичный соединяющийся гель в конце 1960-х состоял из 9586 г/м³ гуарового

соединителя с боритовой сурьмой. Сурьмовая среда была с относительно низким показателем рН в жидкости разрыва. Боровая среда была с высоким показателем рН. Также было разработано много других жидкостей этого типа, таких как алюминиевые, на хромной, медной основе, и марганце. Дополнительно в конце 1960-х, начале 1970-х годов стали использовать соединитель на основе КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза) и некоторые типы соединителя на основе гидроксипропилового гуара, хотя последний был дорогостоящим. С разработкой гидроксипропилового гуара и карбоксиметилгидроксипропилового гуара, также было разработано новое поколение соединителей. Полимерные молекулы соединителя имеют тенденцию к увеличению термостабильности базового полимера. Это теоретизирует что эта температурная стабильность происходит из снижения термальной нестабильности молекулы в результате ее самой однородной природы и некоторой защищенности от гидролиза, окисления или других реакций деполимеризации которые могут случиться. Полимеры соединителя, хотя и увеличивают кажущуюся вязкость жидкости на несколько порядков, не обязательно вызывают трение при давлении увеличивающееся на некоторую степень при операциях закачки. Эти системы были недавно заменены на замедляющие соединительные системы.

Замедляющие соединительные системы. Достойны внимания своего развития в 1980-е годы, когда они использовались как жидкости разрыва с контролируемым временем соединения, или замедленной реакцией соединения. Время соединения определено как время чтобы базовая жидкость имела однородную структуру. Очевидно, что время соединения, это время, необходимое чтобы достичь очень большого увеличения вязкости и становления жидкости однородной. Значительное количество исследований было проведено чтобы понять важность использования соединительных систем жидкости. Эти исследования показали, что замедляющие соединительные системы показывают лучшую дисперсность соединителя, дают большую вязкость, и увеличивают в жидкости разрыва

термостабильность. Другое преимущество этих систем это пониженное трение при закачке. Как результат этого, замедляющие соединительные системы используются больше чем обычные соединительные системы. Основное достоинство использования соединительных систем над линейными жидкостями описаны ниже :

1. Они могут достигнуть вязкости намного выше при ГРП по сравнению с нагрузкой геля.
2. Система наиболее эффективна с точки зрения контроля потери жидкости.
3. Соединительные системы имеют лучшую термостабильность.
4. Соединительные системы более эффективны в цене за фут полимера.

Жидкости на нефтяной основе. Самый простой на нефтяной основе гель разрыва, возможен сегодня, это продукт реакции фосфата алюминия и базовый, типичный алюминат соды. Эта реакция присоединения, которая преобразует созданную соль, что дает вязкость в дизельных топливах или сдерживает до высоко гравитационной сырую систему. Гель фосфата алюминия улучшает более сырые нефти и увеличивает термостабильность.

Фосфат алюминия может быть использован, чтобы создать жидкость с повышенной стабильностью к высоким температурам и хорошей емкостью для транспортировки проппанта для использования в скважинах с высокими температурами : более 127°C. Основным недостатком использования жидкостей на нефтяной основе это пожаровзрывоопасность. Также надо отметить, что приготовление жидкостей на нефтяной основе требует большого технического и качественного контроля. Приготовление же жидкости на водной основе значительно облегчает процесс.

Жидкости на спиртовой основе. Метанол и изопропанол использовались как компоненты жидкости на водной основе и жидкости на кислотной основе, или, в некоторых случаях как и солевые жидкости разрыва в течении многих лет. Спирт, который уменьшает поверхностное натяжение воды, направленно использовался для удаления водяных препятствий. В

жидкостях разрыва спирт нашел широкое применение как температурный стабилизатор, так как он действует как удерживатель кислорода. Полимеры повысили возможность загустить чистый метанол и пропанол. Эти полимеры включая гидроксипропилцеллюлозу и γ гидроксипропилгуар, заменили. Гуаровая смола поднимает вязкость на 25% выше, чем метанол и изопропанол, но кроме того дает осадок. В пластах, чувствительных к воде, жидкости на гидрокарбонатной основе более предпочтительны, чем жидкости на спиртовой основе.

Эмульсионные жидкости разрыва. Этот вид жидкости разрыва использовался на протяжении многих лет. Даже некоторые первые жидкости разрыва на нефтяной основе, были внешне нефтяными эмульсиями. У них много недостатков и они используются в очень узком спектре, потому, что крайне высокое давление трения это результат присущих им вязкости и из-за отсутствия снижения трения. Эти жидкости разрыва были изобретены в середине 1970-х. Стоимостная эффективность нефтяной эмульсии подразумевает, что закаченная нефть может быть добыта назад и проданна. Эти эмульсии были очень популярными, когда сырая нефть и конденсат стоили 19 \$ – 31 \$ за м³. Использование эмульсий типа "нефть в воде" направленно сокращалось с ростом цены на нефть.

Также в мировой практике известны следующие виды жидкостей разрыва :

Жидкости на основе пен, энергетические жидкости разрыва, где используется азот и углекислый газ, растворяемые в воде.

Реология жидкостей

К реологическим свойствам жидкостей относятся свойства, описывающие течение жидкостей, поглощение их, несущую способность и т.д., например вязкость. Вязкость жидкости разрыва в очень большой степени влияет на то, как жидкость поглощается породой пласта: густой жидкости теряется меньше, чем невязкой. Ниже приводится классификация жидкостей разрыва.

1) Ньютоновские жидкости. У таких жидкостей наблюдается линейная зависимость между напряжением сдвига и скоростью сдвига. Примеры: вода, незагушенная сырая нефть, реформат.

2) Неньютоновские жидкости. Пластмассы Бингама – простейшая разновидность неньютоновских жидкостей. Как и у ньютоновских жидкостей, здесь проявляется линейная зависимость между напряжением сдвига и скоростью сдвига. Однако, для возбуждения потока этих жидкостей требуется некоторое, не бесконечно малое напряжение сдвига. Пример: пена.

Расчет вязкости в трещине прямоугольного сечения:

$$E = P + 5,79 \times 10^{-3} \times Q / HW^2 \text{ (Сантипуаз)}$$

где P – пластическая вязкость (Сантипуаз)

Q – расход при закачке (м³/мин)

H – высота трещины (м)

W – ширина трещины (мм)

3) Жидкости, подчиняющиеся степенному закону. У таких жидкостей проявляется "кажущаяся" вязкость, которая меняется вместе с изменением расхода (скорости сдвига). "Кажущаяся" вязкость уменьшается при увеличении скорости сдвига.

4) Сверхкритические жидкости. При использовании жидкостей разрыва с высоким содержанием CO₂ (ГРП смесью метанола и CO₂, ГРП жидким CO₂) разрыв происходит при давлении, а зачастую и температуре, которые выше критических параметров для CO₂. В этом диапазоне при повышении давления увеличивается плотность и вязкость, реология жидкости становится трудной для описания.

Измерение вязкости.

Обычно измерение вязкости проводится с помощью ротационного вискозиметра Фанна или воронки Марша.

Скорость сдвига при стандартных оборотах вискозиметра указана в табл.1, приложение 17.

Регулирование фильтруемости жидкости

Величина эффективности жидкости разрыва показывает, какой объем жидкости поглощается пластом по отношению к количеству жидкости, создающему трещину. Например, если эффективность жидкости равна 0,65 это означает, что 35% жидкости теряется, и лишь 65% жидкости образуют объем разрыва. Упрощенно можно сказать, что чем ниже потери жидкости, тем выше ее эффективность. Однако, следует помнить, что хотя чрезмерная фильтрация нежелательна, от низкого поглощения не будет пользы, если не добавить в жидкость достаточное количество проппанта для надлежащего расклинивания трещины. Более низкая утечка жидкости также не даст трещине быстро сомкнуться и позволит проппанту выпасть из взвешенного состояния.

Для количественной характеристики потерь жидкости применяется коэффициент фильтруемости, в котором учтены порода пласта, свойства жидкости и параметры жидкости разрыва.

Несущая способность жидкости по проппанту.

Несущая способность по проппанту является функцией подачи насоса, вязкости, концентрации песка и трения о поверхность трещины разрыва. Во время гидроразрыва на проппант действуют как вертикальная, так и горизонтальная составляющие вектора скорости. Горизонтальная составляющая обычно гораздо больше вертикальной, благодаря чему проппант перемещается вместе с жидкостью. Как только работа насоса прекращается, проппант будет оседать до тех пор, пока трещина не сомкнется.

Полимерсшитые жидкости имеют очень большую вязкость и образуют с проппантом почти идеальную суспензию, что позволяет заполнить проппантом весь объем трещины. В маловязких системах, например, в жидком CO₂, для получения взвеси частиц проппанта используется турбулентность.

В качестве расклинивающих агентов используются зернистые материалы. Первым материалом, который использовался для удержания

трещины в раскрытом состоянии, был хорошо окатанный однородный кварцевый песок размером от 0,25 до 1,6 мм.

Применяется песок следующих фракций: 0,25 - 0,4 мм; 0,4 – 0,63 мм; 0,63 – 0,79 мм; 0,79 – 1,0 мм; 1,0 – 1,6 мм. Наиболее приемлемой фракцией для гидроразрыва пласта являются пески с размером зерен от 0,5 до 1,0 мм. Для закрепления песка в трещинах рекомендуется в последних его пропорциях закачивать песок угловатой формы, так как он не вымывается из трещин в процессе эксплуатации после гидроразрыва. Последние 50-100 кг песка желательно покрывать пленкой радиоактивных веществ, например радиоактивного железа, чтобы можно было легко обнаружить его с помощью радиоактивного каротажа.

Расклинивание выполняется с целью поддержать проницаемость, созданную путем гидроразрыва. Проницаемость трещины зависит от ряда взаимосвязанных факторов:

- 1) типа, размера и однородности проппанта;
- 2) степени его разрушения или деформации;
- 3) количества и способа перемещения проппанта.

Некоторые наиболее употребительные размеры проппантов указаны в табл. 2, приложение 18:

Свойства расклинивающих агентов

- 1) Размеры и однородность

- с уменьшением предельных размеров частиц материала увеличивается нагрузка, которой он может противостоять, что способствует устойчивости проницаемости заполненной проппантом трещины.

- при нулевом напряжении смыкания проницаемость керамического проппанта 20/40. Одна из причин этого – более однородная, по сравнению с песком, сферичность керамических частиц.

- значительное содержание мелких частиц (пыли) в песке может существенно понизить проницаемость трещины разрыва. Например, если

через сито 40 проходит 20% частиц проппанта 20/40 , проницаемость снизится в 5 раз.

- проницаемость песка 10/16 примерно на 50% выше проницаемости песка 10 – 20.

- оценку свойств проппантов рекомендуется проводить по методике Американского Нефтяного Института (API RP 56) .

2) Прочность

При увеличении напряжения смыкания трещины или горизонтального напряжения в скелете породы пласта происходит существенное снижение проницаемости проппантов. Как видно из графиков долговременной проницаемости проппантов, при напряжении смыкания 60 Мпа проницаемость проппанта 20/40 "CarboProp" значительно выше, чем у обычного песка. При напряжении смыкания выше, чем у обычного песка. При напряжении смыкания примерно 32 Мпа кривые размеров частиц для всех обычных песков быстро падают. Прочность песчаных зерен колеблется в зависимости от места происхождения песка и предельных размеров частиц.

3) Термохимическая стабильность

Все применяемые проппанты должны быть, по возможности, химически инертны. Они должны противостоять агрессивным жидкостям и высоким температурам.

4) Стоимость

Наиболее дешевым проппантом является песок. Высокопрочные проппанты, например, агломерированный боксит или песок со смолистым покрытием, гораздо дороже. Оценку их применимости следует делать на основании индивидуального экономического анализа по данной скважине.

Степень эффективности гидравлического разрыва пласта определяется диаметром и протяженностью созданных трещин и, следовательно, повышенной проницаемостью. Чем больше диаметр и протяженность трещин, тем выше эффективность обработки. Создание трещин большой

протяженности достигается закачкой больших количеств песка. Практически в скважину закачивают от 4 до 20 т песка.

Концентрация песка в жидкости-песконосителе зависит от фильтруемости и удерживающей способности жидкости и колеблется от 100 до 600 кг на 1 м³ жидкости.

Учитывая высокую плотность песка (2650 кг/м³) и недостаточную прочность на смятие, были созданы искусственные проппанты.

Проппанты – искусственно созданные гранулы – должны противостоять не только высокому пластовому давлению, стремящемуся деформировать частицы проппанта, что приводит к неизбежному смыканию трещины, но и выдерживанию действия агрессивной скважинной среды (влага, кислые газы, солевые растворы) при высоких температурах. При разрушении частиц проппанта под действием скважинной среды также происходит смыкание трещины с неизбежным уменьшением дебита скважины. Промышленно проппанты получают путем переработки исходного сырья, в качестве которого могут быть использованы кварцевый песок, бокситы, каолины, оксиды алюминия, различные алюмосиликатные виды сырья. Также проппанты производят на основе различных железных шлаков, то есть шлаков, образующихся при выплавке железа, чугуна и стали, или нежелезистых металлургических и неметаллургических шлаков, то есть медных, никелевых, фосфорных, свинцовых, свинцово-цинковых, цинковых, алюминиевых и титановых шлаков.

Испытание на проницаемость.

При выборе необходимых типов и размеров проппанта весьма важно определить его проницаемость. Прежде при испытаниях проппантов применялись камеры радиальной фильтрации. Однако некоторые принципиальные сложности - явления, связанные с течениями, неподчиняющимися закону Дарси, и весьма низкие, не поддающиеся измерению, перепады давления не позволяли получать надежные результаты

испытаний. Несовершенство радиальных камер привело к разработке линейных фильтрационных камер.

Долговременная проницаемость.

Принципиальным недостатком методики АНИ является то, что она дает результаты только по кратковременной проницаемости. На промыслах было обнаружено, что прогнозная добыча очень редко соответствовала фактической. Тому есть много причин, но главной причиной являлись чересчур оптимистические данные по кратковременной проницаемости, использованные при прогнозировании.

Типы проппантов.

Первым материалом, который использовался для удержания трещины в раскрытом состоянии, был кремнистый песок. По мере развития технологии становилось ясно, что некоторые типы песка лучше других.

Кроме того, были созданы искусственные проппанты, пригодные для использования там, где естественные пески непригодны.

1) Керамические проппанты

Существует два типа керамических проппантов : агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Проницаемость последних близка к проницаемости агломерированного боксита, плотность же их ниже, чем у боксита, но чуть выше, чем у песка.

Агломерированный боксит – это высокопрочный проппант, разработанный компанией "Эксон продакшн рисерч". Изготавливают его из высококачественных импортных бокситовых руд. Процесс изготовления включает измельчение руды на очень мелкие частицы, преобразование первичной руды в сферические частицы нужного размера и обжиг их в печи при достаточно высокой температуре, вызывающей процесс агломерации. Конечный продукт обычно содержит 85% Al_2O_3 . Остальные 15% составляют оксиды железа, титана и кремния. Удельная плотность его 3,65 по сравнению

с плотностью песка 2,65. Применяются агломерированные бокситы в основном в глубоких (глубже 3500 м) скважинах.

2) Керамики промежуточной плотности

Эти проппанты отличаются от агломерированных бокситов, прежде всего, своим составом. Содержание оксида алюминия в них ниже, содержание кремния – выше, а удельная плотность составляет 3,15. При давлениях до 80 Мпа по проницаемости они близки к агломерированным бокситам. Поэтому в большинстве случаев, благодаря более низкой стоимости, ими заменяют бокситы.

3) Керамики низкой плотности

Эти проппанты изготавливаются так же, как и другие керамики. Главное их отличие – состав. Они содержат 49% Al_2O_3 , 45% SiO_2 , 2% TiO_2 и следы других оксидов. Плотность этих проппантов равна 2,72, то-есть они наиболее распространенные проппанты благодаря их цене, прочности плотности, близкой к плотности песка.

Применяемые при ГРП высокопрочные боксито-керамические проппанты с диаметром частиц от 0,4 до 1,7 мм обеспечивают высокую эффективность процесса. Округлая форма крупинок обеспечивает высокую проводимость созданных трещин для пластового флюида.

Для предотвращения обратного выноса проппанта на последних стадиях применяется крупный проппант с полимерным покрытием. Мониторинг добычи по скважинам с подобным закачиванием ГРП показал, что вынос агента сведен к минимуму без снижения продуктивности. Покрытие проппанта обеспечивает сцепление зерен проппанта в пластовых условиях. Кроме того, для предотвращения выноса проппанта в последнюю порцию жидкости-песконосителя могут добавляться синтетические волокна.

2.3 Оборудование для производства ГРП

В настоящее время для производства ГРП на гелированных жидкостях используются мобильные комплексы, укомплектованные необходимым количеством скважинного оборудования (пакеры, скреперы, НКТ, устьевые

головки). В состав каждого комплекса входят : пескосмесительная установка (блендер), насосный агрегат (3-5 единиц), блок манифольда, песковоз (сандтрак), станция контроля, емкости для приготовления технических жидкостей (рис. 2.3, приложение 6)

Блендер – это установка на шасси, служащая для смешивания жидкостей ГРП с химикатами и пропантом и подачи смеси на насосные установки. Это наиболее важная составная часть системы ГРП. Благодаря тщательно разработанной системе программного управления процессом, она в состоянии обеспечивать высокий уровень смешивания жидкостей, пропанта и химикатом. Станция контроля самого блендера обеспечивает соблюдение высокого качества процессов автоматическим контролем плотности (АКП) и автоматическим контролем химикатов (АКХ).

Насосная установка – это насосный агрегат, установленный на автомобильном шасси и предназначенный для закачивания загеленной жидкости и пропанта в скважину. Создаваемое давление – свыше 100 МПа.

Манифольд высокого и низкого давления для подачи с блендера на насосные установки смешанных жидкостей гидроразрыва. Две отдельные системы давления предполагают возможность работы без взаимных помех: жидкости ГРП, поступающие с блендера, попадают в систему низкого давления и подаются на насосы. Насосы через систему высокого давления манифольда подают жидкость в скважину. Транспортировка, разгрузка и погрузка манифольда осуществляется транспортером-подъемником.

Сандтрак (песковоз) – назначением сандтрака является перевозка пропанта и его загрузка на блендер в контролируемом количестве. Гидравлически управляемый самосвал, полностью закрытой конструкции.

Станция контроля для поведения ГРП – это компьютерный центр для управления насосными агрегатами и сбора информации по ГРП. Станция контроля оснащена компьютерами. Компьютеры используются для проектирования ГРП, для записи данных и их обработки.

Гидратационные установки – предназначены для замешивания жидкости ГРП и подачи загеленной жидкости в поток. Данные агрегаты оснащены системой подачи химреагентов, емкостью для смешивания, центробежными насосами и электронной системой. Вся работа установки полностью контролируется электронной системой и питается от двигателя автомобиля.

Установка подогрева и фильтрации воды – предназначена для подогрева жидкости для ГРП. Подогрев воды осуществляется с горелки, работающей на дизельном топливе. На установке предусмотрен силовой блок мощностью 2150 кВт, которая обеспечивает подогрев 50 м³ воды до температуры 30 С ° в течении одного часа. Все компоненты установки смонтированы в одном контейнере. При необходимости данный контейнер можно снимать с автомобиля.

Емкости для приготовления загеленных жидкостей, применяемых при гидроразрыве пласта. Емкости изготовлены в виде термоса. Процесс остывания жидкостей в них происходит вдвое медленнее, чем в обычных, не теплоизолированных емкостях. Емкости-термосы позволяют применять при ГРП гели на водной основе и в зимнее время.

Установка по дозировке химреагентов предназначена для перевозки и выдачи химреагентов, как в процессе приготовления рабочей жидкости, так и при производстве ГРП. Блок состоит из пяти насосов, каждый производительность от 1 – 50 л/мин, блока компьютерного управления.

В практике проведения гидроразрыва пласта в России может использоваться и отечественная техника. К технике ГРП относятся: насосная установка УН1-630х700А (4АН-700), пескосмесительный агрегат 4 ПА и установка пескосмесительная УСП-50, автоцистерны ЦР-20 и АЦПП-21-5523А, блок манифольда 1БМ-700, арматура устья, НКТ, пакеты и якоря.

Расстояние между технологическими емкостями не менее 1м.

Расстояние между агрегатами – не менее 1 м.

Расстояние между агрегатами и скважиной не менее 10 м.

При проведении ГРП по отечественным технологиям используются насосные агрегаты 4АН-700, которые позволяют поднять давление на устье скважины до 45-60 МПа. Однако при давлениях свыше 60 МПа насосные агрегаты 4АН-700 эксплуатируются на пределе своих возможностей, то есть при значительных глубинах и плотном продуктивном пласте возникают технические ограничения по давлениям, и соответственно расходу жидкости.

Для защиты обсадных колонн от высокого давления в скважину опускают НКТ с пакером и якорем на нижнем конце, которые устанавливаются выше кровли пласта, намеченного для ГРП (рис. 2.4, приложение 7). Для того чтобы пакер загерметизировал кольцевое пространство, его эластичный элемент (обычно специальная резина) надо сжать за счет веса труб. Для сжатия пакера необходимо создать опору. Такой опорой могут быть те же НКТ, башмак которых ставится на забой (рис. 2.5, приложение 8), либо особый подвижный элемент самого пакера с плашками, которые, освобождаясь при повороте НКТ, скользят по специальному конусу пакера, раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. В связи с этим все пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой (пакеры ПМ6"; ГШ8"; ОПМ6"; ОПМ8") и пакеры без опоры на забой (плашечные пакеры ПШ6", ПШ8", ПШ5"-500, ПШ6"-500, ПС5"-500, ПС6"-500, ПГ5"-500, ПГ6"-500). Пакеры допускают перепад давления (при правильной посадке) 30 - 50 МПа над ним и под ним и имеют проходное сечение от 47 до 68 мм в зависимости от типа и размера обсадной колонны.

При создании под пакером давления P_p на него действует очень большая страгивающая сила

$$P = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \cdot (P_p - P_r)$$

где D - внутренний диаметр колонны, d - диаметр проходного сечения пакера; P_p - ожидаемое давление под пакером; P_r - гидростатическое давление столба жидкости над пакером в кольцевом пространстве.

Это сдвигающее усилие может сместить пакер и вызвать продольный изгиб НКТ. Вес части НКТ ниже пакера будет частично уравновешивать сдвигающую силу P . Для разгрузки НКТ от продольных сжимающих усилий и удержания пакера на месте выше пакера устанавливают гидравлические якоря. Якорь (рис. 2.6, приложение 9) имеет в теле корпуса 8 - 16 плашек с насечками, которые могут перемещаться в горизонтальном направлении. Плашки удерживаются от выпадения пластинчатыми пружинками. При создании в якоря избыточного (по отношению к внешнему) давления плашки раздвигаются резиновым цилиндром, имеющимся в корпусе якоря, и вдавливаются в обсадную колонну. Чем больше внутреннее (в НКТ) давление, тем сильнее плашки прижимаются к обсадной колонне, предотвращая смещение пакера. Якоря рассчитаны на те же условия работы, что и пакеры, т. е. на перепады давлений 30 - 50 МПа.

Для осуществления ГРП применяются специальные насосные агрегаты (рис. 2.7, приложение 10) в износостойком исполнении, смонтированные на шасси трехосных тяжелых грузовых машин КрАЗ-257 грузоподъемностью 10 - 12 т. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный двигатель мощностью 588 кВт. Двигатель установлен на платформе и через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса (табл. 3, приложение 19). Для приготовления жидкости-песконосителя служат пескосмесительные агрегаты, иногда со сложными автоматическими дозирующими жидкость и песок устройствами. Обычный пескосмесительный агрегат ЗПА (рис. 2.8, приложение 11) представляет собой смонтированный на шасси тяжелого грузовика КрАЗ-257 бункер 5 с коническим дном. Бункер перегороден продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется два горизонтальных шнековых вала, приводимых во вращение тяговым двигателем через коробку отбора мощности.

Скорость вращения шнека можно изменять как путем переключения скоростей коробки передачи, так и изменением числа оборотов двигателя автомобиля.

Общая емкость бункера - 10 т песка. Горизонтальные шнеки подают песок из одного или другого отсека к наклонному шнеку 4 для подачи песка в смесительную камеру 3, расположенную позади кабины автомашины. Одновременно по трубопроводам в смесительную камеру подается жидкость-песко-носитель из автоцистерн. Смесительная камера емкостью 0,5 м³ имеет три четырехлопастные мешалки с приводом от бензинового двигателя 2 (ГАЗ-51 мощностью 50 кВт), установленного также позади кабины.

Приготовленная песчано-жидкостная смесь центробежным песковым насосом 4ПС9 с приводом от бензинового двигателя (ГАЗ-51) 2 подается на прием главного насосного агрегата высокого давления. Песковой насос 4ПС9 развивает напор до 30 м при 1460 оборотах в минуту и имеет подачу при этом напоре 16,6 л/с (60 м³/ч).

Песковый насос и двигатель ГАЗ-51 расположены между кабиной водителя и бункером. Кроме пескосмесительного агрегата ЗПА имеются и другие агрегаты. В зарубежной практике получили распространение мощные агрегаты, служащие только для перевозки наполнителя и подачи его с помощью шнековых винтов ко второму специальному агрегату - смесителю, снабженному шнековыми винтами, насосом, подающим жидкость-песконоситель в смесительную камеру, и различными дополнительными механизмами, автоматизирующими дозировку жидкости и наполнителя в зависимости от установленной нормы (концентрации) и темпов закачки песконосителя в скважину. Бункерный агрегат и смесительная машина монтируются на шасси тяжелых грузовиков.

Автоцистерны. Для перевозки жидкостей, необходимых для ГРП, применяют автоцистерны различных конструкций. Автоцистерна ЦР-20

смонтирована на автоприцепе 4МЗАП-552, транспортируемом седельным тягачом КрАЗ-258.

На шасси прицепа кроме автоцистерны смонтированы вспомогательный двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трехплунжерный насос 1В. Насосы приводятся в действие через коробку скоростей и (редукторы от двигателя ГАЗ-51. Цистерна имеет емкость 17 м³ поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости от передвижной паровой установки (ПНУ) при работе в зимнее время. Трехплунжерный насос 1В, снабженный воздушным компенсатором, имеет подачу 13 л/с и наибольшее давление 1,5 МПа при 140 ходах в минуту. Обязка насоса позволяет переключать его на заполнение цистерны, отбор жидкости из цистерны и перекачку жидкости потребителю из любой другой емкости. Время заполнения цистерны 22 мин. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 60 - 100 л/с (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости на пескосмесительный агрегат. Промышленностью выпускаются и другие автоцистерны. Для ГРП используются и другие вспомогательные агрегаты на автомобильном ходу. Например, агрегат для транспортировки блока манифольда IBM-700 высокого давления (70 МПа) с подъемной стрелой для погрузки и разгрузки тяжелых деталей манифольда. Манифольдный блок предназначен для обвязки выходных линий нескольких насосных агрегатов высокого давления и присоединения их к арматуре устья скважины. Манифольдный блок транспортируется на специально приспособленной платформе автомобиля ЗИЛ-131 или ЗИЛ-157К. В комплект входят:

1. Напорный коллектор из ковanej стальной коробки с шестью отводами для присоединения шести насосных агрегатов, рассчитанный на давление 70 МПа. Коллектор имеет центральную трубу с датчиками давления, плотномера и расходомера, с дистанционной регистрацией показаний на станции контроля и управления процессом ГРП. На коллекторе также предусмотрено шесть пробковых кранов и шесть предохранительных клапанов. Напорный

коллектор присоединяется к устью скважины с помощью двух линий высокого давления.

2. Распределительный коллектор, рассчитанный на давление 2,5 МПа, служит для распределения рабочих жидкостей между насосными агрегатами. Он имеет большое проходное сечение (100 мм), предусматривает возможность подключения десяти присоединительных линий и снабжен предохранительным клапаном на 2,5 МПа.

3. Комплект вспомогательных трубопроводов, состоящий из 23 труб высокого давления с условным диаметром 50 мм и комплект быстросъемных шарнирных соединений, также рассчитанных

4. Крановая арматура, резиновые шланги высокого давления, вспомогательное оборудование и инструмент для сборки, крепления, опрессовки и разборки соединительных манифольдов.

5. Арматура устья скважины (1АУ-700 или 2АУ-700), герметизирующая затрубное пространство и НКТ. Арматура 2АУ-700 (рис. 2.9, приложение 12) отличается от арматуры 1АУ-700 возможностью подключения ее к НКТ диаметром 73 и 89 мм, а также наличием гибких соединений двух боковых отводов. Верхняя трубная головка кроме двух отводов имеет в верхней части манометр с масляным разделителем. Нижняя устьевая головка, рассчитанная на давление 32,0 МПа, имеет две подсоединительные линии с кранами, тройниками и быстросъемными соединениями для сообщения с кольцевым пространством скважины. Общая масса устьевого арматуры 2АУ-700 - 500 кг.

Для дистанционного контроля за процессом служит специальная станция контроля и управления на автомобиле, укомплектованная необходимой контрольно-измерительной и регистрирующей дистанционной аппаратурой, а также усилителями и громкоговорителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями. Для соблюдения техники безопасности все агрегаты располагаются радиаторами от скважины, чтобы можно было беспрепятственно отъехать от нее при

аварийной или пожарной опасности. Это особенно важно при использовании жидкостей на нефтяной основе.

Сравнивая технические характеристики отечественного и импортного оборудования для гидроразрыва пласта, можно сделать вывод о превосходстве импортной техники над отечественной по всем параметрам, что способствует более быстрому и качественному производству гидравлического разрыва пласта. Достоинством импортного оборудования является также простота и удобство в обслуживании при работе. Недостатком импортного оборудования является его дороговизна и дефицит запасных частей при ремонте.

2.4 Осложнения, встречающиеся в работе УЭЦН, в результате поведения гидроразрыва пласта.

Основные проблемы, возникшие в первый год эксплуатации УЭЦН (рис.2.10, приложение 13) в «жестких условиях» - низкая надежность узлов системы УЭЦН, износ рабочих органов насосов, вынос большого количества механических примесей, отложение солей на рабочих органах насоса, несовершенство работы станций управления и частотных преобразователей для УЭЦН.

В настоящее время существуют две основные причины отказов УЭЦН:

- 1) засорение насоса механическими примесями, в том числе и проппантом – 24% отказов от общего количества отказов;
- 2) отложение солей на рабочих органах насоса – 25% за первое полугодие 2005г.
- 3) В последние годы при увеличении объемов закачиваемого проппанта, оптимизации фонда скважин после гидроразрыва пласта (ГРП) остро встала проблема отказов установок вследствие засорения проппантом (рис. 2.11, приложение 14).

В течение 2004 года число отказов из-за засорения насоса стремительно росло. В 2005 году удалось не только остановить эту тенденцию, но и к концу года снизить число отказов; работа продолжается и в настоящее время.

Специфика отказов УЭЦН по данной причине заключается в том, что как правило, рабочие органы насосов после отказа из-за засорения порппантом не подлежат ремонту. В результате значительно увеличиваются материальные затраты при ремонте оборудования. Для снижения отказов вследствие засорения механическими примесями ранее использовались шламоуловители «ШУМ5» и «ШУМ5А» оригинальной конструкции, показавшие свою эффективность. Однако оказалось, что рабочие ступени шламоуловителей сильно подвержены износу под действием проппанта. Для решения этой проблемы необходимо было исключить возможность его попадания внутрь скважинного оборудования без ущерба для поступления пластовой жидкости в насос.

Наряду с проводимыми организационными мероприятиями по снижению числа отказов, включая очистку призабойной зоны скважины после ГРП с применением установок ГНКТ, очистку технологических жидкостей для глушения и промывки скважин с помощью фильтрационных устройств, исключение попадания механических примесей в скважину при проведении в ней ремонтных работ, плавный вывод скважин на режим частотными преобразователями с мониторингом количества взвешенных частиц (КВЧ), была разработана и внедрена конструкция щелевого фильтра – входного модуля ЖНШ. Щелевой фильтр ЖНШ к погружным насосам предназначен для предотвращения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей, содержащихся в пластовой жидкости. Данный фильтр устанавливается между гидрозащитой и нижней насосной секцией.

Механические примеси задерживаются при прохождении загрязненной пластовой жидкости через щелевые фильтрующие элементы из нержавеющей стали. Тонкость определяется размером щели.

В зависимости от подачи насоса щелевой фильтр может состоять из одной, двух секций и более. Оборудование изготавливается на заводах Х... габаритом 5 и 5 А, длиной 3- 12 м в зависимости от производительности установки. Преимущество данной конструкции заключается в том, что она является составной частью ЭЦН. Кроме того беспакерная схема установки фильтра исключает вероятность пересыпания и перекипания конструкции.

Основной элемент фильтра ЖНШ – щелевые решетки, изготовленные из V-образной высокопрочной немагнитной проволоки и концентрических намагниченных опорных прутков, приваренных к ней. Непрерывные отверстия имеют две точки контакта с частицами механических примесей у щелевого отверстия. Это приводит к частичному раскалыванию и размельчению крупных частиц об острые кромки поката треугольного профиля, что обуславливает минимальное засорение. За счет конструктивной особенности фильтра щелевой экран имеет самоочищающуюся поверхность. Для установок производительностью 60 м³/сут и менее применяется щелевой экран с межвитковым зазором 100 мкм, более 60 м³/сут – 200мкм.

Первоначально установки с фильтрами ЖНШ проходили опытно-порыслые испытания в скважинах Х... . В пробах скважин было отмечено снижение КВЧ. Всего на 13.09.06 г. был смонтирован 851 фильтр ЖНШ. В работе находятся 322 установки, оборудованные фильтрами ЖНШ. Прямой эффект роста наработки получен по 145 работающим установкам, наработка в среднем увеличивалась от 49 до 159 суток. В 70 скважинах, в которых установки были смонтированы впервые (после ввода из бурения, после ГРП), средняя наработка в настоящее время составляет 149 суток. По 111 установкам необходимо время для прослеживания эффекта.

Из 529 отказавших установок эффект прямого роста наработки был отслежен по 202. Рост составил в среднем 78 суток (от 33 до 111). По 327 скважинам проследить эффект не удалось из-за отказов установок. В 224 скважинах установки были подняты по причинам, не связанным с засорением рабочих органов насоса. В 103 случаях отказ произошел из-за засорения, из

них в 28 – вследствие применения фильтров первой модификации, имевших конструктивные недостатки. В остальных случаях это было связано с особенностями комплектации оборудования и повреждением фильтрэлемента в процессе спуска.

В основном фильтры устанавливаются на так называемые «установки-жертвы» для отработки скважин после ГРП, а также на установки, предназначенные для спуска в скважины, в которых происходят отказы из-за засорения механическими примесями.

Стоит отметить что проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- 1). Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв – лучший способ повышения продуктивности.
- 2). Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта – важное для понимания понятие, поскольку тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта.

Обычно нарушение проницаемости продуктивного пласта отождествляется со “скиновым повреждением”, то-есть с нарушением проницаемости призабойной зоны. Однако, эту величину не всегда можно определить через измерения или расчет “скина”. Обычно принимают скин – фактор (коэффициент, определяющий степень нарушения коллекторских свойств пласта) равным нулю, чтобы указать, что нарушения проницаемости пласта нет, однако это фактически не означает, что повреждения нет.

Например, кислотная обработка может проникнуть достаточно глубоко в пласт на участке в несколько метров в верхней части 20 – метрового интервала перфорации, чтобы при исследованиях было обнаружено устранение положительного скина. Однако при этом положительная часть интервала может быть частично забита механическими примесями или буровым раствором. Подлинная потенциальная продуктивность этой скважины может оказаться во много раз больше, чем ее производительность при замеренном нулевом скине.

Проницаемость пласта может быть нарушена в результате воздействия физических или химических факторов или их совместного действия : закупорки пор раствором, изменения смачиваемости пласта из-за вторжения воды из постороннего источника. Обыкновенный водяной барьер, вызванный избыточным поглощением жидкости, является разновидностью нарушения проницаемости. Аналогичный результат вызывает вторжение пластовой воды из другой зоны или из другого участка коллектора.

Вот некоторые формы нарушения проницаемости пласта :

- 1). Вторжение в пласт частиц бурового раствора.
- 2). Вторжение в пласт фильтрата бурового раствора.
- 3). Вторжение в пласт фильтрата цемента.
- 4). Несоответствие перфорации по размеру, количеству и глубине проникновения отверстий.
- 5). Разрушение перфорации и уплотнение материнской породы.
- 6) Мехпримеси в жидкости заканчивания или жидкости глушения, проникающие в пласт или забивающие перфорацию.
- 7). Вторжение в пласт жидкостей заканчивания или глушения.
- 8). Закупоривание пласта природными глинами.
- 9). Отложения асфальтенов или парафинов в пласте или перфорации.
- 10). Отложения солей в пласте или перфорации.
- 11). Образование или закачка эмульсии в пласт.

12). Закачка кислот или растворителей с мехпримесями или отложения мехпримесей в пласте.

Все это может привести к снижению продуктивности, а в тяжелых случаях – к полному прекращению добычи из скважины. Помочь могут некоторые виды стимуляционного воздействия.

Влияние нарушенной проницаемости на продуктивность скважин. Большинство видов нарушения проницаемости понижает начальную проницаемость пласта. Влияние этого понижения на продуктивность зависит от глубины повреждения зоны, окружающей ствол.

Если, например, имеет место снижение проницаемости на 50% в слое толщиной 5 см, то это приведет к снижению продуктивности всего на 14% . Если же снижение проницаемости охватило 30-сантиметровый слой, продуктивность понизится на 40%. Снижение на 75% проницаемости в 30-сантиметровой толще приведет к потере продуктивности в 64%. Поэтому скважина, которая должна давать 100 кубометров в сутки, но проницаемость пласта в радиусе 30 см от ствола составляет лишь 25% от начальной добычи, нефти составит только 36 м³ /сутки.

Для изучения влияния повреждения пласта на продуктивность можно использовать модели пласта (как математические, так и физические лабораторные модели). Важно помнить, что для минимизации глубины и степени тяжести повреждения пласта не нужно жалеть усилий.

Низкая проницаемость. Первоначально гидроразрыв внедрялся как экономическое средство повышения добычи газа из пластов с относительно низким давлением. В низкопроницаемых (до 10 мд) пластах создается высоко – проницаемый канал (100 – 1000 дарси) притока. Этим обеспечиваются большие площади дренирования, в которые и осуществляется медленная подпитка углеводородами из пласта с очень низкой проницаемостью. Таким образом, вся энергия пласта используется максимально. Значительное влияние на ожидаемые результаты гидроразрывов различных типов и размеров оказывает несущая способность пластовой жидкости.

Направление трещины разрыва.

Трещина разрыва может быть сориентированна в горизонтальном или вертикальном направлении. Тип разрыва, который может произойти в конкретных условиях зависит от напряжения в пласте. Разрыв происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению.

Вертикальный разрыв. В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180° друг к другу.

Горизонтальный разрыв. Горизонтальный разрыв происходит в скважине, если горизонтальное напряжение больше, чем вертикальные напряжения.

Жидкости разрыва

Важнейшей частью проектирования гидроразрыва является подбор жидкости разрыва. При этом следует рассмотреть следующие факторы :

Совместимость с пластом и пластовыми жидкостями.

1) Нарушение проницаемости пласта

При проведении гидроразрыва происходит поглощение жидкости в зоне, прилегающей к поверхности трещины. Из – за повышенного насыщения жидкостью зоны вторжения, относительная проницаемость по пластовой жидкости понижается. Если проницаемость по пластовой жидкости низка, а по жидкости разрыва еще ниже, это может привести к полному блокированию притока. Кроме того, в пласте могут быть пучинистые глины, которые набухают при контакте с жидкостью разрыва и понижают проницаемость.

2) Нарушение проницаемости песчаной пробки

Проницаемость песчаной пробки, так же, как и зоны вторжения жидкости, может быть нарушена в результате насыщения жидкостью. Приток по трещине может быть также ограничен наличием в песчаной пробке остаточных после воздействия мехпримесей или полимеров.

3) Пластовые жидкости

Многие жидкости склонны к образованию эмульсий или к осадкообразованию. Во избежание риска при выборе надлежащих химических компонентов следует провести лабораторные испытания.

Стоимость.

Разброс по стоимости для различных жидкостей разрыва весьма различен. Наиболее дешева вода, тогда как метанол и кислоты довольно дороги. Следует также учитывать стоимость гелеобразующего компонента. В любом случае надо сопоставлять выгоды обработки пласта соответствующими жидкостями и химикатами с их стоимостью (табл. 4, приложение 20).

3. Технология проведения ГРП

Комплекс работ по производству ГРП включает следующие этапы:

1. Работы по подготовке скважины к поведению гидроразрыва пласта.
2. Подготовка территории и завоз необходимого оборудования для проведения ГРП.
3. Гидроразрыв пласта.
4. Отработку скважины и заключительные работы.
5. Контроль за работой скважины, вывод ее на режим.

После получения наряд-заказа на проведение ГРП производится сбор необходимой информации по скважине и моделирование разрыва с использованием имеющейся компьютерной программы.

Уточняются оптимальные объемы технологической жидкости, химреагентов, проппанта, объемов буфера и продавки, расчетных давлений расходов технологической жидкости, концентрации проппанта на различных стадиях проведения ГРП, отделяются геометрические размеры получаемой в процессе разрыва трещины. После получения модели разрыва по конкретной скважине все полученные данные с диаграммой представляются главному геологу заказчика для согласования.

Работы по подготовке скважины к проведению гидроразрыва пласта включают подготовку территории площадки для расстановки комплекса агрегатов для ГРП и технологических емкостей и подготовку скважины.

Подготовительные работы к проведению ГРП включают в себя следующие виды работ:

- глушение скважины;
- монтаж подъемного агрегата и расстановка оборудования;
- подъем подземного оборудования;
- промывка забоя скважины;
- проведение комплекса геофизических исследований по определению технического состояния эксплуатационной колонны, профиля притока на добывающих скважинах, профиля приемистости на нагнетательных;
- посадка пакера;
- демонтаж подъемного агрегата, рабочей площадки и приемных мостков;
- производится установка и обвязка со скважиной блока манифольдов.

Процесс ГРП производится в следующей последовательности.

1. Расстанавливается оборудование, согласно утвержденной схеме, насосные агрегаты через блок манифольда обвязываются с устьем скважины трубами с быстроразъемными соединениями. Блендер-пескосмеситель обвязывается с емкостями и по мере перемешивания технологической жидкости в емкости вводится гелеобразователь. После расстановки обвязки оборудования производится опрессовка нагнетательных линий при закрытой устьевой задвижки на полуторократное давление от максимально ожидаемого рабочего давления.

2. Насосные агрегаты подключаются к станции управления, где в процессе работы регистрируются давления, расход, обороты двигателя, и устанавливается предельное давление, при превышении которого происходит автоматическое отключение агрегатов.

3. В процессе проведения операции по ГРП установления насосными агрегатами осуществляется руководителем работ из станции управления, каждому агрегату присваивается свой номер и он подключается кабелем к соответствующему номеру пульта станции управления. Все кабели идущие к станции управления укладываются на подставки. Все параметры в процессе ГРП регулируются, и распечатывается диаграмма на компьютере. В процессе операции по ГРП для оперативности работы связь между руководителем работ и членами бригады ГРП осуществляется при помощи переговорных устройств (рации).

4. Непосредственно операции по ГРП включает в себя:

- закачку жидкости разрыва для создания трещины, что отмечается значительным увеличением коэффициента приемистости скважины;
- закачку жидкости-песконосителя с постепенным увеличением концентрации пропантанта в соответствии с утвержденным планом работ;
- продавку технологической жидкостью.

5. По окончании продавки закрывается устьевая задвижка, давление с линии манифольда стравливается, скважина оставляется на 48 часов для распада геля и стабилизации давления на устье.

3.1 Отсыпка забоя песком (пропантом)

При проведении ГРП на вышележащие пласты возникает необходимость изолирования нижележащих пластов. Для этого применяют метод отсыпки нижних пластов пропантом.

Используется НКТ диаметром 88,9 мм, привентор не имеет плашек диаметром 88,9 мм. До начала работ подготовить аварийный патрубок диаметром 73 мм с переводником, установленным ниже для соединения 88,9 мм НКТ и предохранительным клапаном над патрубком.

- На куст завозится расчетное количество пропантанта;
- В скважину спускается ННКТ-89 мм на глубину, где положение ствола приближается к вертикали, оседания песка на стыках колонны (обычно эта глубина составляет 2000-2200 м). на низ устанавливается перо – воронка;

- К колонне НКТ подбивается насосный агрегат через воронку для ввода пропанта;

- Начать промывку скважины с расчетом 3-4 л/с. Одновременно с помывкой в воронку вводится пропант. После окончания ввода пропанта произвести прокачку в объеме НКТ;

- Поднять 3 трубы НКТ;

- Выждать 2-3 часа для оседания пропанта на забой, на колонну должен быть наверх аварийный патрубок;

- Медленно спускать НКТ для определения уровня песка. При необходимости более точного определения уровня песка (менее 2 м), отбить уровень геофизическим методом.

Если забой недостаточен, то еще досыпается определенное количество песка. Если забой пересыпан, то необходимо спустить воронку до пропанта с обратной промывкой дойти до нужной глубины.

Во избежание лишних затрат времени и объемов реагентов, расчетное количество пропанта желательно немного уменьшить и затем добавить его после отбивки забоя. Поднять колонну НКТ.

3.2 Изоляция пластов

Для проведения работ будут применяться пакера Омегаматик (рис. 3.1, приложение 15). Применение данного пакера обеспечивает изоляцию между пластом (интервалом перфорации) и затрубным пространством.

После завоза на куст пакер следует уложить на деревянные прокладки в чистое место. Перед спуском обязательно проверить состояние резиновых элементов, сухарей резьбовых соединений.

Хранится пакер должен с наверху на резьбовые соединения предохранительными колпачками. Данные по конструкции пакера (наружный, внутренний диаметр, номер, и т.д.) должны браться у оператора по пакерам. Необходимо убедиться, что регламент и схемы имеются на рабочей площадке.

Спуск пакера

Сборка и работы должны осуществляться оператором по пакерам. Пакер спускается в скважину на НКТ наружным диаметром 88,9 мм. Крепление спускаемых труб производится с соответствующим усилием в зависимости от типа НКТ (наружного диаметра, резьбы, марки, толщины стенки). Перед наворотом очередной трубы резьбы на ниппеле и муфты НКТ следует очистить и нанести специальную смазку.

Рекомендованная скорость спуска пакера не более - 30 м/с. После спуска 300 м НКТ (глубина указывается в плане производства работ, в зависимости от внутреннего диаметра обсадной колонны), необходимо произвести пробную посадку пакера и произвести опресовку на 120 атм. в течение 5 минут.

После спуска пакера до интервала, указанного в плане, приступают к подготовительным работам перед посадкой пакера.

Подготовительные работы перед посадкой пакера

- Убедиться что скважина заглушена;
- Убрать гидроключ;
- Убрать спайдер;
- Демонтировать превентор (рис. 3.2, приложение 16);
- Установить спайдер на колонный фланец;
- Спустить подвеску труб на двухштропном элеваторе;
- Навернуть арматуру ГРП на подвеску труб;
- Завести штропа в проушины элеватора и закрыть их, установить страховочный болт;
- Снять спайдер;
- Очистить паз кольцевой набивки;
- Спустить арматуру ГРП;
- Установить задвижку высокого давления;
- Соединить линию затруба скважины с системой растворного блока.

Посадка пакера

- Установить по индикатору веса вес приподнятой подвески и спущенных труб в скважину;
- Приподнять подвеску (рассчитать соответствующий интервал спуска пакера и нагрузку);
- Проверить подвеску по часовой стрелке – необходимо сделать $\frac{1}{4}$ оборота на пакере;
- Опустить подвеску для проверки снижения веса;
- Если пакер не сел, повторить операцию по посадке;
- Когда пакер сядет, установить и обтянуть фланцевые болты.

Выбор нагрузки на пакер

Рекомендуется изготовителем нагрузка на пакер – 5,1 тонны. Это минимум, но если следует увеличить из-за возможного отклонения скважины от вертикали (макс. до 7,5тонн).

Испытание пакера

Во время испытания необходимо регистрировать данные закаченного объема и давления. Опрессовку затрубного пространства необходимо производить поэтапно с увеличением на 30 атм. Известно: после спуска арматуры ГРП и затяжки болтов фланца, необходимо опрессовать затрубное пространство при давлении 120 атм. Контролировать давление в НКТ диаметром 88,9 мм по манометру. Стравить давление. Закрывать задвижку затрубного пространства и задвижку НКТ.

Возможные неполадки при посадке пакера

Если не удалось посадить пакер, необходимо рассмотреть следующие причины:

- Неправильный подбор наружного диаметра посадочного бокса пакера;
- Слабые или изношенные плашки пакера;
- Заклинивание позиционера песком;
- Недостаточно закреплены трубы;

- Плохо проработан скрепером участок посадки пакера в колонне;

Методы устранения

- Спустить пакер соответствующего диаметра. При необходимости заменить, проверить состояние сухарей.
- Проверить качество пружин пакера (при нажатии на центратор с усилием 20 кг, центратор не должен сдвигаться).
- Эксплуатационная колонна должна быть хорошо проработана скрепером и промыта перед подъемом.

3.3 Промывка скважины после ГРП

Как только ГРП завершено, все клапаны, задвижки арматуры скважины должны быть закрыты, и скважина передана бригаде КРС, которая затем приступает к работам по освоению скважины после ГРП:

- Произвести монтаж оборудования для обратной промывки;
- Произвести запись на выходе из скважины, ставить давление в емкости на поверхности, если это необходимо;
- Смонтировать подъемник КРС. Монтаж производить внешними канатами;
- Убедиться, что давление в НКТ не превышает 45 атм.;
- Отсоединить арматуру УНГ. Поднять ее для открытия перепускного клапана и уровнять давления.
- Демонтировать арматуру ГРП и смонтировать ПВО;
- Сорвать пакер и поднять из скважины несколько соединений НКТ перед промывкой.

Если после ГРП в трубах остался пропант, необходимо промыть подвеску ГРП, если ее невозможно поднять из-за ограничений грузоподъемности труб НКТ.

В случае «стопа» или оставшегося пропанта в трубах: всегда поднимать НКТ из скважины. Подвеска постоянно должна подниматься, чтобы избежать попадания пропанта в верхнюю часть пакера из-за разности давления.

Если давление превышает допустимое - сравить давление в скважине в емкости на поверхности или в эксплуатационную линию.

- Определить верх песчаной пробки в подвески ГРП;
- Приподнять колонну труб на одну трубу, промывочную головку с вертлюгом;
- Собрать нагнетательную линию от насоса агрегата до отвода на «столетройнике», обратную линию от блока долива до НКТ (предпочтительная обратная циркуляция для обеспечения большей скорости выноса песка на поверхность);
- Вызвать циркуляцию и осторожно достичь верха песчаной пробки;
- Признаком дохождения НКТ до пакера будет жесткая посадка стоп-кольца на посадочное гнездо в пакере;
- Просыпать скважину не менее двух объемов, для очистки зоны непосредственно под пакером, контролировать выход песка.

После завершения промывки, необходимо приступить к срыву пакера согласно технологии и произвести подъем НКТ с пакером:

- Поднять НКТ, уложить подъемное оборудование и превентор;
- Приступить к срыву и подъему пакера.

Помывка ствола

Перед запуском скважины ее необходимо промыть до искусственного забоя.

- Спустить необходимое количество НКТ-73 мм с пером-воронкой;
- Определить осторожно верх песка;
- Приподнять подвеску НКТ на одну трубу, установить промывочный сальник и ветрлюг;
- Собрать нагнетательную обратную линию от насосного агрегата до затрубного пространства, обратную линию от НКТ до блока долива (предпочтительна обратная циркуляция для обеспечения большей скорости выноса песка на поверхность);
- Вызвать циркуляцию и начать промывку;

- Промыть скважину до искусственного забоя;
- Промыть скважину (два цикла после выхода песка). Убедиться, что скважина заглушена;
- Поднять подвеску НКТ.

Не следует наращивать следующую трубу, не дождавшись выхода песка на поверхность.

3.4 Освобождение и подъем пакера

Приложение вертикального тянущего усилия, направленного вверх, к рабочей колонне откроет разгрузатель и освободит пакер. Усилие следует прилагать медленно, чтобы дать достаточно времени для выравнивания дифференциального давления перед страгиванием пакера с места. Тянущее усилие, необходимое для страгивания с места пакера можно уменьшить, создавая давление в кольцевом пространстве до открытия разгрузателя. Упорные диски уберутся, уменьшая трение что, снизит их износ и вероятность повреждения. Для переключения пакера для повторной установки необходимо медленно поднять рабочую колонну, поворачивая ее влево на $\frac{3}{4}$ оборота у пакера. Запорный сегмент автоматически вернется в положение спуска.

После срыва пакера (подвеска ГРП чистая) необходимо:

- Разгрузить головку ГРП на колонный фланец, зафиксировать болтами;
- Промыть скважину одним циклом соляным раствором (все жидкости глушения), отработать подвеску. Контролировать выход раствора. Сливать жидкость в отстойники. Присматривать за давлением промывки.
- Проверить приток в течении 7-15 мин.;
- Снять головку UHG, установить превентор и испытать согласно регламента;
- Поднять, соблюдая меры предосторожности. Произвести долив скважины.
- Извлечь пакер.

4. Расчеты параметров технологического процесса

Исходные данные для ГРП по скважине №1204

Глубина скважины $H = 2213$ метров.

Диаметр эксплуатационной колонны $D = 168$ мм. Трубы из стали группы прочности «Д».

Толщина стенки 8.0 мм.

Давление опрессовки 12 МПа.

Эффективная мощность пласта $h = 6$ метров.

Интервал перфорации эксплуатационной колонны: 2296.0 – 2304.0 м.

Пластовое давление $P_{пл} = 15$ МПа.

Плотность горных пород $p_{гв} = 2500$ кг/м³.

Коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$.

Толщина пласта $h = 6$ м.

4.1 Расчет процесса гидравлического разрыва пласта

1) Определим вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{гв} = p_{гв} \cdot g \cdot H$$

где: $p_{гв}$ – плотность горных пород,

H – глубина скважины,

g – ускорение свободного падения.

$$P_{гв} = 2500 \cdot 9,81 \cdot 2213 = 56,6 \text{ МПа}$$

2) Определим горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{гг} = P_{гв} \frac{\mu}{1 - \mu}$$

где: μ – коэффициент Пуассона.

$$P_{гг} = 56,6 = 56,6 \cdot 0,428 = 24,3 \text{ МПа} \frac{0,3}{1 - 0,3}$$

3) Определим давление на забое в момент окончания закачки 1 м³ жидкости разрыва.

$$\frac{P_3}{P_{гг}} \cdot (-1) \frac{P_3}{P_{гг}}^3 = 5,25 \cdot E^2 \cdot O \cdot \mu / (1 - \mu)^2 \cdot P_{гг} \cdot v_{ж}$$

где: E – модуль упругости горных пород

О – темп закачки жидкости разрыва – 12 литров в секунду (Насосный агрегат АН - 700).

μ - динамическая вязкость – 10^{10} Па · с

$$\frac{P_3}{P_{ГГ}} \cdot \left(\frac{P_3}{P_{ГГ}} - 1 \right)^3 = 5,25 \cdot 10^{20} \cdot 12 \cdot 10^{-3} / 0,83 \cdot 14348,90 \cdot 10^{18} \cdot 1 =$$

$$63 \cdot 10^{17} / 11909,58 \cdot 10^{18} = 0,0004 \text{ Па}$$

$$\frac{P_3}{24,3} \cdot \left(\frac{P_3}{24,3} - 1 \right)^3 = 0,0004$$

$$\frac{26,1}{24,3} \cdot \left(\frac{26,1}{24,3} - 1 \right)^3 = 0,0004$$

Давление на забое в момент окончания закачки 1 м^3 жидкости разрыва равно $P_3 = 26,1$ МПа.

4.2 Расчет размеров трещин

1. Определим длину трещин после закачки 1 м^3 жидкости разрыва.

$$L = \sqrt{\frac{1 \cdot E}{5,6(1 - y^2) \cdot h \cdot (P_3 - P_{ГГ})}}$$

где: h – толщина пласта.

$$L = = = \sqrt{\frac{10_{10}}{5,60,91 \cdot 6 \cdot (26,1 - 24,3)}} \sqrt{\frac{10_{10}}{55,03}} 1,35 \text{ м}$$

2. Определим ширину трещин.

$$\omega = \frac{4(1 - y^2) \cdot l \cdot (P_3 - P_{ГГ})}{E}$$

$$\omega = = \frac{4 \cdot 0,91 \cdot 1,35 \cdot 1,8}{10_{10}} 0,08 \text{ м}$$

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Обоснование показателей экономической эффективности

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на Лугинецком нефтяном 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 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.

Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в табл.5 и табл.6.

Таблица 5

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 6

Данные для расчета экономической эффективности

Скважины 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	2007г.		2008г.		2009г.				
			Q нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	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
786	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
817	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.

Выручка от реализации

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

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

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

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:

$$V_1 = 35\,734 \cdot 6\,000 = 214\,404\,000 \text{ руб., за 2007год}$$

$$V_2 = 31\,704 \cdot 6\,000 = 190\,224\,000 \text{ руб., за 2008год}$$

$$V_3 = 25\,391 \cdot 6\,000 = 152\,346\,000 \text{ руб., за 2008год}$$

Прирост выручки за 3 года составил 556 974 000 рублей.

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 7

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:

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

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

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

$$З_{эл/эн} = 72\,336,1 \cdot 5,05 = 365\,297,3 \text{ руб., за 2007г.}$$

$$З_{эл/эн} = 64\,178,2 \cdot 5,05 = 324\,099,9 \text{ руб., за 2008г.}$$

$$З_{эл/эн} = 51\,398,7 \cdot 5,05 = 259\,563,4 \text{ руб., за 2009г.}$$

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

Затраты по искусственному воздействию на пласт(закачка воды) на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{зак}} = 72\,336,1 \cdot 76,9 = 5\,562\,646,1 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}$$

$$Z_{\text{зак}} = 64\,178,2 \cdot 76,9 = 4\,935\,303,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.}$$

$$Z_{\text{зак}} = 51\,398,7 \cdot 76,9 = 3\,952\,560,1 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

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

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

$$Z_{\text{сб.}} = 72\,336,1 \cdot 10,3 = 745\,061,8 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}$$

$$Z_{\text{сб.}} = 64\,178,2 \cdot 10,3 = 661\,035,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.}$$

$$Z_{\text{сб.}} = 51\,398,7 \cdot 10,3 = 529\,406,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

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

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

$$Z_{\text{подг}} = 72\,336,1 \cdot 71,5 = 5\,172\,031,1 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}$$

$$Z_{\text{подг}} = 64\,178,2 \cdot 71,5 = 4\,588\,741,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.}$$

$$Z_{\text{подг}} = 51\,398,7 \cdot 71,5 = 3\,435\,779,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

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:

$$Z_{\text{ПРС}} = 72\,336,1 \cdot 360,4 = 26\,069\,930,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}$$

$$Z_{\text{ПРС}} = 64\,178,2 \cdot 360,4 = 23\,129\,823,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.}$$

$$Z_{\text{ПРС}} = 51\,398,7 \cdot 360,4 = 18\,524\,091,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

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

Текущие затраты в целом:

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

$$Z_{\text{тек}} = 40\,982\,866,7 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}; Z_{\text{тек}} = 36\,706\,903,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.};$$

$$Z_{\text{тек}} = 30\,008\,528,7 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

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

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 автогидроподъемника; оператор песковоза.

Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в табл.8.

Таблица 8

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 Seit 15000 PSI	1	70 000
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250 000
Трубы НКТ NEW – VAM L –80	до 1500 м	320 000
Скрепер	1	50 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м ³	5500

Проппант ULTRA PROP 20/40	руб./ т.	54545
Проппант Боровичи 20/40	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.

Платежи и налоги

Расчет показателей эффективности данного проекта выполнен при условии применения налоговой системы, действующей в Российской Федерации на 1.01.2007г.

Налоги, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды, определены законодательством РФ и законами местных органов, перечень и порядок их начисления указан в табл.9.

Таблица 9

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*Кв
Налог на имущество	%	2,2
Добровольное личное страхование	%	3,0
Ставка налога на прибыль	%	24,0
Подоходный налог	%	13,0
Акцизный налог	тыс.руб./т.	0,9
Прочие налоги (экология, пользование водными ресурсами, аренда земли)	тыс.руб./скв	0,159

В расчетах ставки налога на добычу полезных ископаемых в размере $K_{ц}=419*(Ц-9)*P/261*K_{в}$ на 2005-2007 гг. налогооблагаемой базой является объем добытой нефти. /1/

Платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти:

Налог в дорожный фонд на каждый год расчетного периода:

Ндор. = $6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 0,01 = 2\,144\,040$ руб., за 2007г.

Ндор. = $6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 0,01 = 1\,902\,240$ руб., за 2008г.

Ндор. = $6\,000 \cdot 25\,391 \cdot 0,01 = 1\,523\,460$ руб., за 2009г.

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

Налог в фонд НИИОКР на каждый год расчетного периода:

Ннии = $40\,982\,866,7 \cdot 0,01 = 409\,828,6$ руб., за 2007г.

Ннии = $36\,706\,903,5 \cdot 0,01 = 367\,069,1$ руб., за 2008г.

Ннии = $30\,008\,528,7 \cdot 0,01 = 300\,085,3$ руб., за 2009г.

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

Налог в страховой фонд на каждый год расчетного периода:

Нстр. = $6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 0,005 = 1\,072\,020$ руб., за 2007г.

Нстр. = $6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 0,005 = 951\,120$ руб., за 2008г.

Нстр. = $6\,000 \cdot 25\,391 \cdot 0,005 = 761\,730$ руб., за 2009г.

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

Налог на добычу полезных ископаемых на каждый год расчетного периода:

Ндпи = $6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 21,3/100 = 35\,376\,660$ руб., за 2007г.

Ндпи = $6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 21,3/100 = 31\,386\,960$ руб., за 2008г.

Ндпи = $6\,000 \cdot 25\,391 \cdot 21,3/100 = 25\,137\,090$ руб., за 2009г.

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

Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

Нплат. = Ндор + Ннии + Нстр + Ндпи

Нплат. = 39 002 548,6 руб., за 2007г.; Нплат. = 34 607 389,1 руб., за 2008г.;

Нплат. = 27 722 365,3 руб., за 2009г.

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

Амортизационные отчисления по скважинам на каждый год расчётного периода:

Аскв. = $2\,501\,223 \cdot 6,7/100 = 167\,581,9$ руб. за 2007г.

Аскв. = $2\,333\,641 \cdot 6,7/100 = 156\,353,9$ руб. за 2008г.

Аскв. = $2\,177\,287,1 \cdot 6,7/100 = 145\,878,2$ руб. за 2009г.

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:

Нндс = $6\,000 \cdot 35\,734 \cdot 18/100 = 38\,592\,720$ руб., за 2007г.

Нндс = $6\,000 \cdot 31\,704 \cdot 18/100 = 34\,240\,320$ руб., за 2008г.

Нндс = $6\,000 \cdot 25\,391 \cdot 18/100 = 27\,422\,280$ руб., за 2009г.

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

Акцизный сбор на каждый год расчётного периода:

Накц. = $35\,734 \cdot 0,9 = 32\,160,6$ руб., за 2007г.

Накц. = $31\,704 \cdot 0,9 = 28\,533,6$ руб., за 2008г.

Накц. = $25\,391 \cdot 0,9 = 22\,851,9$ руб., за 2009г.

Итого акцизный сбор составляет за 3 года расчётного периода – 83 546,1 руб.

Налог на имущество предприятия на каждый год расчётного периода:

Ним. = $2\,333\,641 \cdot 2,2/100 = 51\,340,1$ руб., за 2007г.

Ним. = $2\,177\,287,1 \cdot 2,2/100 = 47\,900,3$ руб., за 2008г.

Ним. = $2\,031\,408,9 \cdot 2,2/100 = 44\,690,9$ руб., за 2009г.

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

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

Зтек+н = Зтек + Нплат.

$Z_{тек+н} = 79\,985\,415,3$ руб., за 2007г.; $Z_{тек+н} = 71\,314\,292,6$ руб., за 2008г.;

$Z_{тек+н} = 57\,730\,894$ руб., за 2009г.

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

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:

$$P_t = \frac{1}{E_n} \frac{B_t - \Delta t - H_t}{E_n}, \quad (5.2.)$$

где, P_t - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия;

B_t – выручка от реализации продукции;

Δt - эксплуатационные затраты с амортизацией;

H_t - сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

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

$Z_{эсп.} = Z_{тек+н} + Аскв.$

$Z_{эсп} = 80\,152\,997,2$ руб., за 2007г.; $Z_{эсп} = 71\,470\,646,5$ руб., за 2008г.;

$Z_{эсп} = 57\,876\,772,2$ руб., за 2009г.

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

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$P_t = B_t - (Z_{эсп} + Нндс + Накц + Ним)$

$P_1 = 98\,177\,146,8$ руб., за 2007г.; $P_2 = 86\,749\,683,3$ руб., за 2008г.;

ПЗ = 68 840 022 руб., за 2009г.

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

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

Нпр. = 98 177 146,8 · 24/100 = 23 562 515,2 руб., за 2007г.

Нпр. = 86 749 683,3 · 24/100 = 20 819 923,9 руб., за 2008г.

Нпр. = 68 840 022 · 24/100 = 16 521 605,3 руб., за 2009г.

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

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

Ппр. = Пт – Нпр

Ппр. = 74 614 631,6 руб., за 2007г.; Ппр = 65 929 759,4 руб., за 2008г.;

Ппр. = 52 318 416,7 руб.

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

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

Ппр.диск. = 64 882 288,3 руб., за 2007г.; Ппр.диск. = 57 330 225,5 руб., за 2008г.;

Ппр.диск. = 45 494 275,4 руб.

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

Расчет экономических показателей проекта

Поток денежной наличности

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

$$NPV = \sum_t \frac{(Пт + Ат) - Кт}{(1 + r)^t}, \quad (5.3.)$$

где , NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

П_t - прибыль от реали-зации в t-м году;

А_t – амортизационные отчисления в t-м году;

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

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

NPV1 = 47 162 043,6 руб., за 2007г.; NPV2 = 40 585 269,1 руб.;

NPV3 = 30 284 029,2 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.

Индекс доходности

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (P_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-t_0}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-t_0}} \quad (5.4.)$$

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.

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:

$$P_{ок} (P_t + A_t) - K_t \quad (5.5.)$$

где, ПОК - период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

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

Определим период окупаемости проведённого ГРП:

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

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

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

Уплата всех налогов, предусматривается в полном соответствии с действующем, на 01.01.2007г. в России, законом о системе налогообложения.

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 Лугинецкого месторождения, приведена в табл. 10.

Таблица 10

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		

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 (см. таблицу). 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. 11.

Таблица 11

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.тн. нефти.

6. Социальная ответственность

6.1 Производственная безопасность на X... месторождении Томской области

При проведении работ по гидроразрыву пласта, проводимого на нефтяных месторождениях высока вероятность присутствия опасных и вредных производственных факторов, которые могут повлиять на состояние здоровья или смерти рабочих, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них.

Таблица 12. Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
ГРП	<ul style="list-style-type: none"> • Превышение уровней Шума и вибрации; • Недостаточная освещенность рабочей зоны; • Отклонение показателей микроклимата • Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. • Химические реагенты • Психофизиологическое воздействие 	<ul style="list-style-type: none"> • Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования • Давление (разрушение систем, работающих под давлением) • Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением) • Несоответствие оборудования необходимым требованиям (неисправность оборудования) • Аномальное изменение климата 	ГОСТ 2.1.003-83 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.3.003-86 ГОСТ 12.3.004-75 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ

6.1.1. Анализ вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта на X... месторождения.

Особенности процесса гидроразрыва, создающая опасность для обслуживающего персонала обусловлено необходимостью обслуживания

оборудования (трубы, краны) находящего при проведении технологического процесса под высоким давлением.

Основными вредными факторами при проведении данных работ выявлены такие как:

- Превышение уровней шума и вибрации;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны;
- Отклонение показателей микроклимата
- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.
- Химические реагенты
- Психофизиологическое воздействие

Для минимизации этих факторов перед проведением работ вся площадка перед скважиной должна быть очищена от захлапаний, грязи, техника расставлена согласно схемы расстановки оборудования. Все работники должны быть ознакомлены с планом поведения работ и проинструктированы. На площадке выставляются предупреждающие плакаты. Перед проведением работ с площадки удаляются все посторонние, допуск на объект запрещен. Трубы, краны должны быть опрессованы с составлением акта. Запрещено пользоваться неисправными манометрами. Перед разборкой давление должно быть стравлено.

6.1.1.1 Превышение уровней шума и вибрации.

В непосредственной близости от места проведения ГРП находится насосный агрегат создающий звук уровнем превышающий допустимый. Также от скорости подачи жидкости разрыва и жидкости песконосителя создаются определенные вибрации.

Для минимизации воздействия данного фактора необходимо применять виброизоляцию, виброгашение, а также соблюдать режим труда и отдыха.

6.1.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для снижения данного фактора рабочая зона должна быть полностью оснащена осветительными приборами в соответствии с нормами.

6.1.1.3 Отклонение показателей микроклимата.

Ввиду того что исследуемый объект находится в зоне с возможными резкими перепадами атмосферных температур, а работы производятся на открытом воздухе необходимо обеспечить работников специализированной одеждой для низких и повышенных температур. Также применяется рациональный режим труда и отдыха .

6.1.1.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Эффективная профилактика пылевых заболеваний предполагает гигиеническое нормирование, технологические мероприятия, индивидуальные средства защиты лечебно-профилактические мероприятия. При работах в лаборатории в процессе обработки почв, например, просеивание, нужно предусмотреть использование вытяжной вентиляции, СИЗ (респираторы, противогазы)

6.1.1.5 Химические реагенты.

При ГРП используются реагенты необходимые для повышения качества проведения работ. При применении жидкости разрыва имеющей нефтяную основу есть опасность токсичного воздействия персонал при нарушении линии высокого давления, а также при сливе этих линий при разборке оборудования. Также, ввиду использования при данном методе большого количества различной техники, можно сделать вывод что и выхлопные газы могут быть рассчитаны как токсичные вещества.

Используемые в данном методе реагенты могут находиться в различном агрегатном состоянии, поэтому их воздействие на организм возможно различными способами, такими как органы дыхания, пищеварения или кожу человека. Так как используемые реагенты относятся к 3-му классу токсичности, то их можно отнести к общетоксическим химическим веществам. То есть при достаточной дозировке воздействия на организм рабочего они способны вызывать различную степень отравления, что может повлечь за собой ухудшение самочувствия, потерю сознания, а также привести к летальному исходу.

6.1.1.6 Психофизиологическое воздействие.

К ним относятся:

- физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса;
- нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса.

Профилактика данного воздействия сводится к механизации и автоматизации труда.

6.1.2. Анализ опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта на Х... месторождении.

Наряду с тем, что гидравлический разрыв пласта ориентирован на повышение нефтеотдачи, он является и источником повышенного уровня опасности. Опасными факторами являются:

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
- Давление (разрушение систем, работающих под давлением)
- Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением)
- Несоответствие оборудования необходимым требованиям (неисправность оборудования)
- Аномальное изменение климата
- Пожароопасность

6.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, при несоблюдении правил эксплуатации, способны нанести урон, как и самой технике так и человеку. Поэтому передвижения транспорта, механизмов и работников в зоне поведения работ должно регулироваться с помощью специализированных дорожных знаков и сигнальных устройств, которые должны быть установлены на территории проведения работ в соответствии с

требованиями применения технических средств организации дорожного движения и правилами дорожного движения.

6.1.2.2 Давление (разрушение систем, работающих под давлением)

Наличие высокого давления при проведении ГРП один из трех наиболее опасных факторов (пожароопасность, поражение электрическим током). Эти факторы воздействуют как на оборудование, так и на рабочий персонал. Источниками высокого давления при проведении ГРП являются как компрессоры, так и используемые линии высокого давления (задвижки, трубы, устьевая арматура).

При возникновении нарушений целостности линии высокого давления возможна произойти утечка жидкости разрыва, что может повлечь за собой отравление рабочего, а поломка компрессорной установки способна повлечь разрушение используемого оборудования и травмированию сотрудника.

6.1.2.3 Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением)

Опасность поражения электрическим током имеет место быть при работе со станцией управления насосом. При поражении человека электрическим током происходит термическое, электролитическое и биологическое воздействие на организм.

Поэтому для предотвращения электровоздействия все металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены и занулены в соответствии с требованиями ПУЭ. Оборудование должно проходить осмотр и регулярные проверки, аварийный режим не допустим. В обязательном порядке должны быть использованы средства индивидуальной защиты, плакаты и знаки безопасности. Сотрудники должны пройти специализированные инструктажи и аттестацию, соблюдать правила и требования при работе с электрооборудованием.

6.1.2.4 Несоответствие оборудования необходимым требованиям (неисправность оборудования)

Неисправное оборудование, при несоблюдении техники безопасности, способно нанести вред как окружающей среде, нарушить производственный процесс, так и нанести вред работникам различной степени тяжести, в том числе влекущий за собой летальный исход сотрудников.

Используемое оборудование должно быть в должном техническом состоянии, прошедшим технический осмотр и обслуживание. Персонал, производящий работы на оборудовании, должен быть обучен, аттестован, стажирован и прошедшим медицинское обследование.

6.1.2.5 Пожароопасность

Источниками пожаров могут быть неисправное электрическое оборудование, небрежное отношение человека к продуктам отходов. Кусты скважин в обязательном порядке должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения. К работе могут быть допущены только работники прошедшие противопожарные инструктажи. Для противопожарного контроля на месте должен дежурить пожарный экипаж.

6.1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.

Одной из основных целей мероприятий по защите от вредных и опасных факторов является защита персонала предприятия, так как несоблюдение правил безопасности при участии в технологическом процессе может повлечь как травматизм разной степени тяжести, так и гибель сотрудника.

Поэтому необходимо в строгом порядке соблюдать предписанные нормы технологической, противопожарной и электробезопасности.

Во избежание на предприятии несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций необходимо на регулярной основе проводить стажировки, аттестации и инструктажи работников. Рабочее место должно соответствовать нормативам установленным законодательством РФ, быть обеспеченным исправной техникой и необходимыми указателями.

При проведении ГРП необходимо соблюдать следующие требования:

- допуск к работам по ГРП получают только лица, прошедшие специальное обучение и проверку знаний, в обязательном порядке необходимо проведение инструктажей на рабочем месте;
- ответственный руководитель проведения ГРП - представитель подрядчика, который и несет ответственность за выполнение как запланированных, так и внештатных работ;
- размещение оборудования планируется руководителем таким образом, чтобы минимизировать воздействие негативных факторов;
- трубы, шланги и инструмент необходимо уложить в штабель с противораскатными стойками. Территория должна быть убрана от посторонних предметов, мусора;
- руководство должно иметь портативными средствами связи;
- обязательно наличие сигнальных знаков с надписями, рабочие обеспечены спецодеждой и касками;
- в темное время суток гидроразрыв пласта можно проводить только при достаточной освещенности.
- не используемые транспортные средства должны быть на безопасном расстоянии (50 метров);
- оборудование должно быть в соответствующем техническом и технологическом состоянии, соответствовать требованиям норм и правил, должно быть использовано только по прямому назначению;
- нахождение персонала в пределах опасной зоны строго запрещено;

6.2. Экологическая безопасность.

Немаловажным является соблюдение норм и правил, направленных на экологическую безопасность.

Типы влияний на природные ресурсы:

- загрязнение окружающей среды выбросами нефти вследствие аварийных разливов;

- загрязнение атмосферы веществами выбрасываемыми при сгорании газа как в факелах, так и при аварийных ситуациях;
- загрязнение промышленными и бытовыми отходами;
- отрицательное влияние при строительстве и эксплуатации объектов;

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Лугинецкого месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные мероприятия, обеспечивающие безопасность.

6.2.1. Анализ влияния гидравлического разрыва пласта на окружающую среду.

Охрана недр при проведении работ на нефтяных месторождениях предусматривает комплекс мероприятий, регулирующих максимальное извлечение при предотвращении потерь добываемых ресурсов в проницаемые породы скважины.

Природоохранная деятельность на X... месторождении должна контролироваться и проводиться инженерно-геологической службой, специализированным отделом по охране окружающей среды, местными органами власти, занимающимися территориальным бассейновым управлением, СЭС и Госгортехнадзора.

Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды должны проводиться в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 «Основные правила охраны вод от загрязнения при бурении и добычи нефти и газа на суше».

1. Жидкости, оставшиеся после проведения гидроразрыва пласта должны сливаться исключительно в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость.
2. Углеводороды, попавшие на почву по окончании работ, должны быть утилизированы либо сожжены, если утилизация не возможна.
3. При возникновении неуправляемого фонтанирования сооружается земляной вал, препятствующий растеканию пластового флюида.

4. Вся территория вокруг добывающей скважины должна быть ограждена земляным валом и благоустроена.

6.2.2. Анализ влияния проведения гидравлического разрыва пласта на Х... месторождения на окружающую среду.

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подвергаются все компоненты окружающей среды. В первую очередь почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Источниками загрязнения окружающей среды при проведении ГРП на Х... месторождении могут быть:

- используемые при гидроразрыве пласта жидкости и химические реагенты;
- добываемый ресурс;
- выхлопные газы используемой техники;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- ливневые воды загрязнённые нефтепродуктами.

6.2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.

Негативное влияние при проведении ГРП может быть оказано на почву, недра, любые поверхностные водоемы, растительный и животный мир, атмосферный воздух.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматизированное отключение насосов, при падении давления, и установка запорной арматуры, которая способна частично отключить определенный участок трубопровода в случае порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

- площадки размещения технологического оборудования должны быть выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, выводящие дождевые стоки и разлившуюся при аварии жидкость в специализированные очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

При возникновении аварийных ситуаций необходимо:

- провести оценку объема разлива;
- провести локализацию разлива и предотвратить его дальнейшее распространение;
- также необходимо собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на объекте должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Могут быть использованы специализированные сорбенты различных типов, способствующих более полному сбору нефти.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка, сложившаяся в результате аварии, природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Ввиду этого на предприятиях разрабатываются и вводятся мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и несчастных случаев:

- модернизация оборудования;
- усовершенствование различных приспособлений, блокировочных устройств, систем контроля состояния изоляции электрических сетей, устройств заземления, герметичной осветительной проводки, установка

индикаторов напряжения в сети, приборов контроля статического электричества и т.д.;

- введение различных блокировочных систем и сигнализаций, приобретение знаков безопасности ;

- индикатора сероводородного ИСВ – 2 и др.;

- установка дозиметрического контроля радиоактивности и др.;

- дефектоскопов;

- использование средств телевизионного и радиоуправления технологическими процессами, устройствами, переговорных устройств для работников и т.д.;

- механизация уборки производственных помещений и др.;

- содержание в соответствии с требованиями правил безопасности производственных коммуникаций.

6.3.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при проведении гидравлического разрыва пласта на X... месторождения.

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории X... нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате выхода из строя запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;

- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;

- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для предупреждения аварийных выбросов и разливов, повышения условий безопасности на производстве обслуживающего персонала,

максимального снижения вредности предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Помимо правил и норм эксплуатации скважин, для снижения воздействий на окружающую среду, существует ряд законов, регулирующих производственную деятельность нефтеперекачивающих компаний и

обслуживающих организаций и действия организаций при чрезвычайных ситуациях.

В основе этого лежит закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Также рабочее время и время отдыха сотрудников на предприятии должно регламентироваться утвержденным работодателем и профсоюзной организацией графиком, установленном статьей 372 ТК РФ, и доведенным до сведения всех работников.

Так как работы на Х... месторождении являются работами в районах крайнего Севера и приравненным к ним местностям, для сотрудников устанавливается повышенный коэффициент с соответствующими надбавками к заработной плате и предоставляется ежегодный дополнительный отпуск:

в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;

в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

Заключение

Целью данной работы было изучение применения гидроразрыва пласта для повышения эффективности работы скважины X... на X... месторождении.

В настоящее время около трети запасов углеводородов можно извлечь только с использованием этой технологии.

Выбор скважин для обработок, оптимизация параметров трещин и оценка эффективности ГРП должны осуществляться не бессистемно, а на основе детального изучения гидродинамики процесса разработки участка пласта или месторождения в целом с целью обеспечения баланса между фильтрационными характеристиками пласта и трещины. Применение ГРП как элемента системы разработки, даст увеличение темпа отбора извлекаемых запасов, повышение коэффициента извлечения углеводородов за счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых зон и пропластков и увеличения охвата заводнением, а также позволит вводить в разработку залежи с потенциальной производительностью скважин в 2–3 раза ниже уровня рентабельной добычи и, следовательно, переводить часть забалансовых запасов в промышленные.

При проведении изучения применения гидроразрыва пласта на Лугинецком месторождении, учитывая основные статьи расходов на это, получен довольно неплохой экономический эффект за достаточно продолжительный период времени. Это свидетельствует о целесообразности и успешности данного проекта на сегодняшний день.

Следует также отметить, что подбор скважин для подобных операций необходимо проводить с особой тщательностью и учитывать все требования и рекомендации. В противном случае мы можем нанести непоправимый вред нашей природе и недрам.

Список литературы:

1. Бакиров Э.А., Ларин В.И. Геология нефти и газа. (Учебник для нефтяных специальностей вузов) под ред. Э.А. Бакирова – 2-е изд. перераб. и доп. –М.: Недра, 1990 г
 2. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. (учеб. по спец. «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений») – М.: Недра, 1985 г.
 3. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985 год.
 4. А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» М, Недра 1989г.
 5. А.Н. Юрчук «Расчеты в добыче нефти» М, Недра 1974г.
 6. Бакиров Э. А. , Ларин В. И. Геология нефти и газа. (Учебник для нефтяных специальностей вузов) под ред. Э. А. Бакирова– 2-е изд. перераб. и доп. –М. : Недра, 1990 г. Гутман И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа. (учеб. по спец. «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»)– М. : Недра, 1985 г. Иванова М. М. , Дементьев Л. Ф. , Чоловский И. П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М. : Недра, 1985 год.
 7. Каневская Р. Д. “Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта”, Москва, ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999
 8. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юра. / ред. Б. Н. Шурыгин - Новосибирск: из-во СО РАН филиал «ГЕО», 2000.
 9. Мак Д., статья “Большие дебиты после эффективного ГРП в России. Методология и процедура проведения расчёта при моделировании характеристик притока скважин после ГРП”
- Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П.

Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.

10. Жуков, Виктор Ильич. Защита и безопасность в чрезвычайных ситуациях : учебное пособие / В. И. Жуков, Л. Н. Горбунова; Сибирский федеральный университет (СФУ). — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2014. — 392 с.: ил. — Высшее образование. Бакалавриат. — Библиогр.: с. 384-387.

11. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.

12. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

13. [ГОСТ 12.1.008-76](#) ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования

14. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

15. ГОСТ 12.3.002–75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

16. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

17. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

18. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

19. [Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ](#). О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Приложения.

Приложение 1.

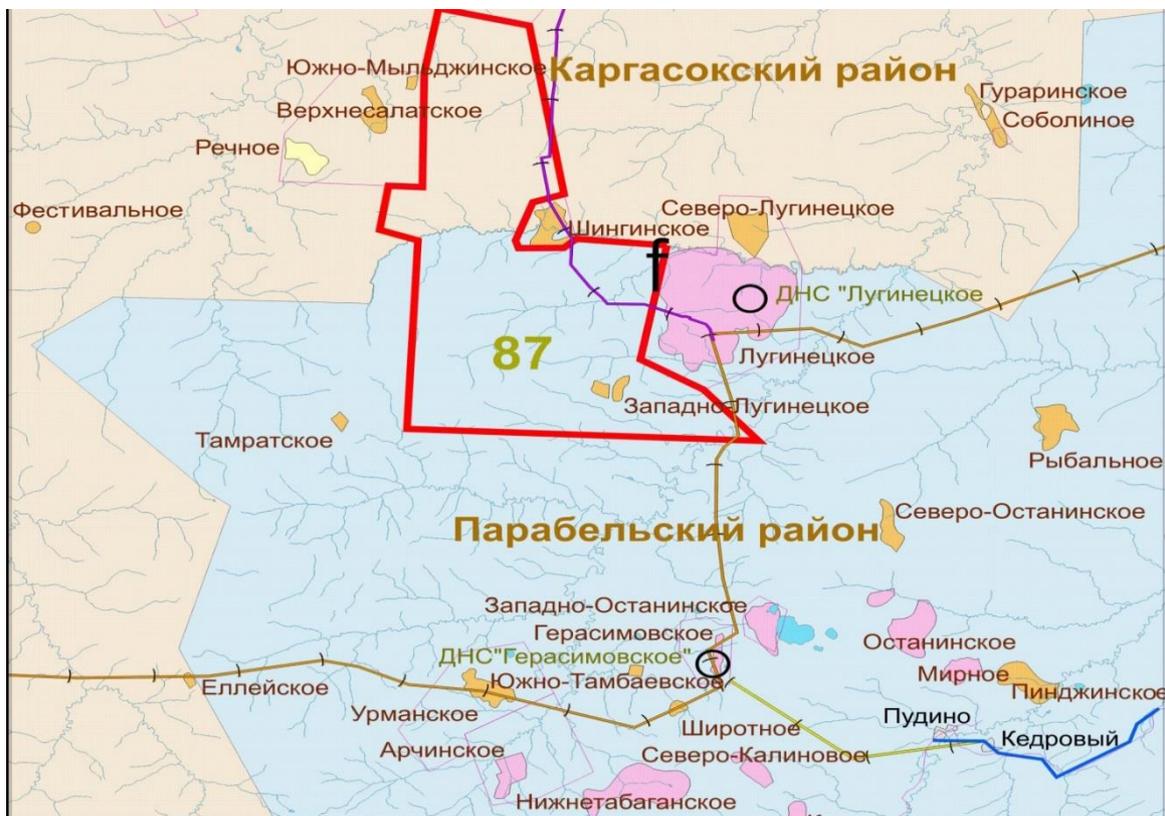


Рисунок 1.1 Обзорная карта.

Приложение 2.

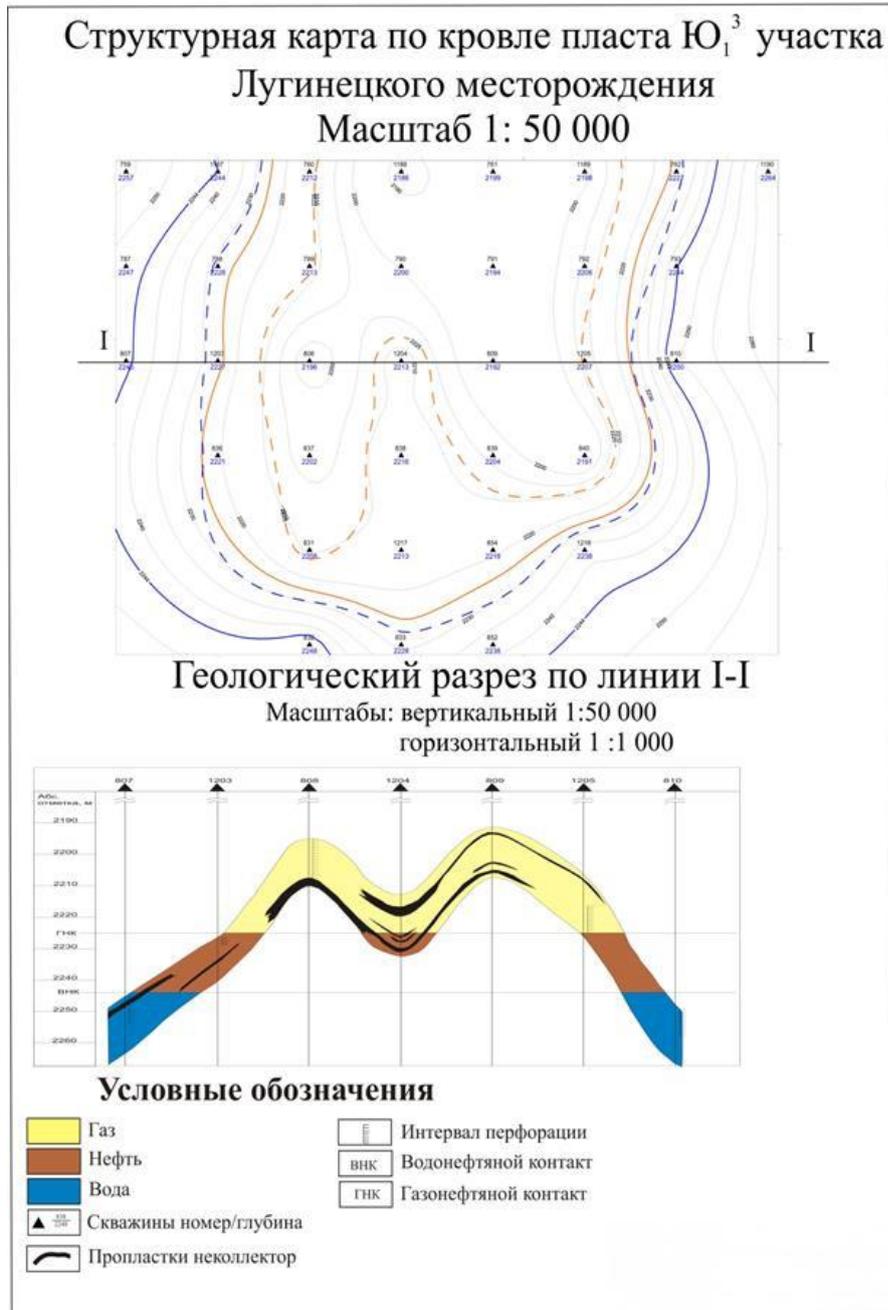


Рисунок 1.2 структурная карта по кровле пласта Ю₁³ участка Лугинецкого месторождения

Приложение 3.

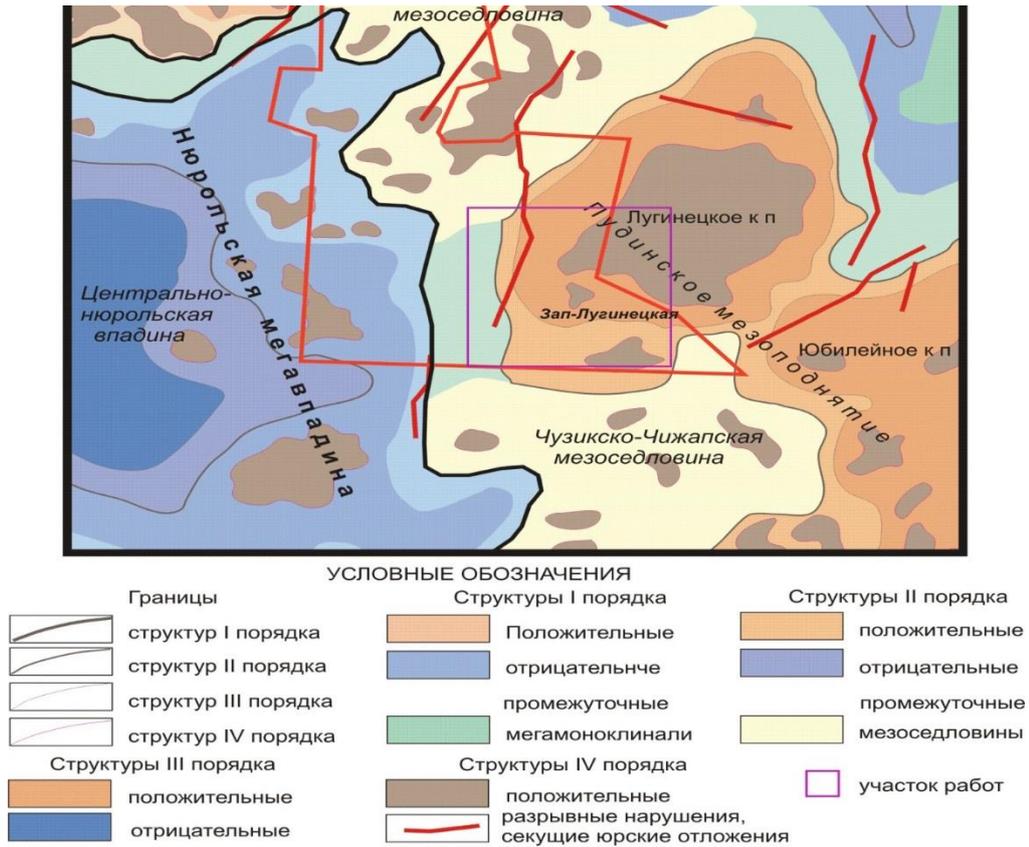


Рисунок 1.3 Тектоническая карта.

Приложение 4.



Рисунок 2.1. Общая схема гидроразрыва пласта.

Приложение 5.

ГРАФИК 1. ДИНАМИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ГРП И МАССЫ ПРОПАНТА ПО ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ПРЕДПРИЯТИЯМ ООО «ЛУКОЙЛ — ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» 2007

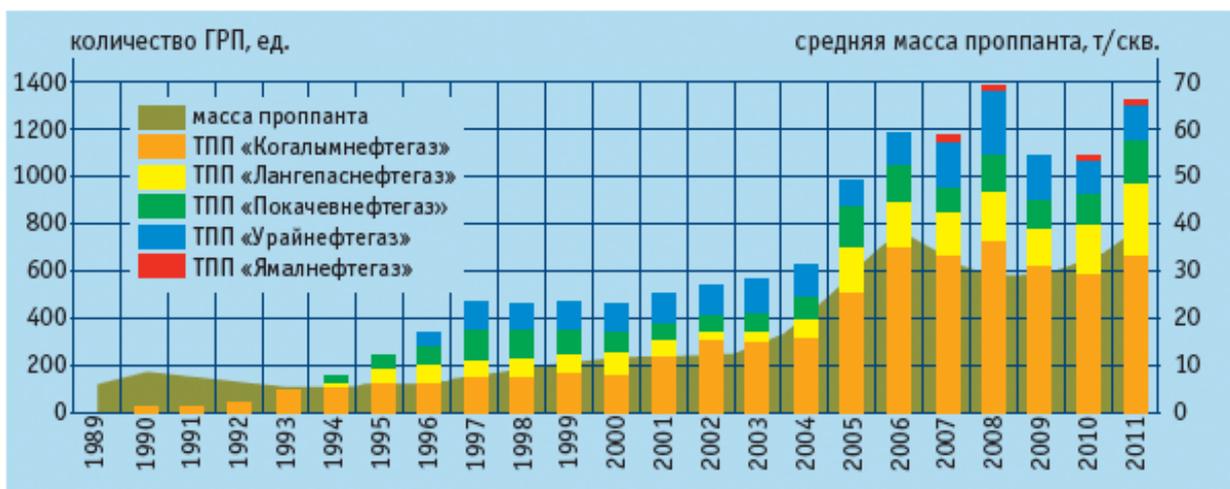
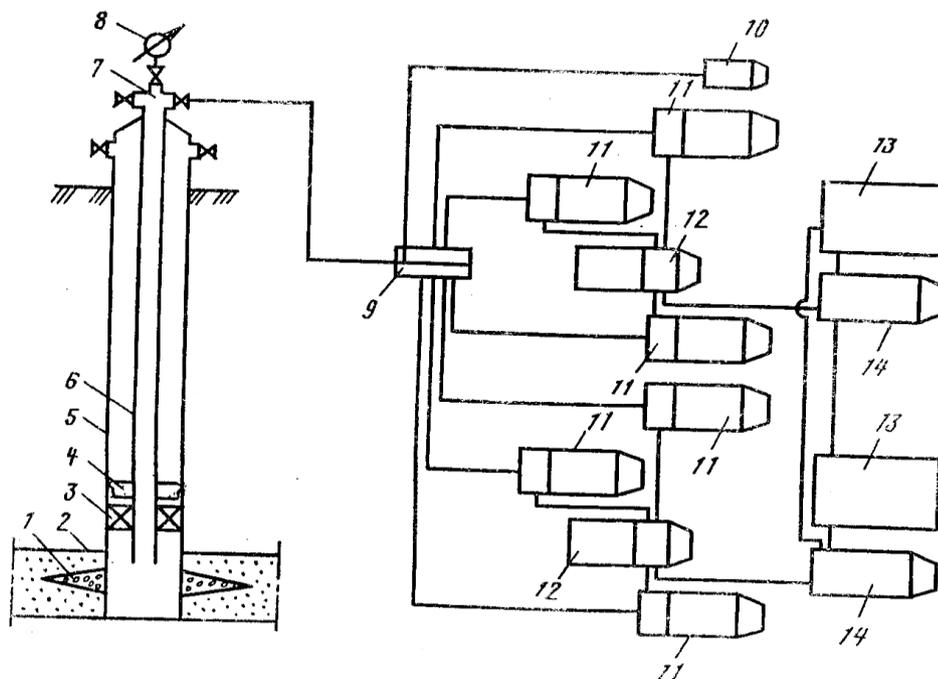


Рисунок 2.2. Динамика выполнения ГРП

Приложение 6.



Технологическая схема гидравлического разрыва пласта:
 1 — трещина разрыва; 2 — продуктивный пласт; 3 — пакер; 4 — якорь; 5 — обсадная колонна; 6 — насосно-компрессорные трубы; 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

Рисунок 2.3 Технологическая схема гидравлического разрыва пласта

Приложение 7.

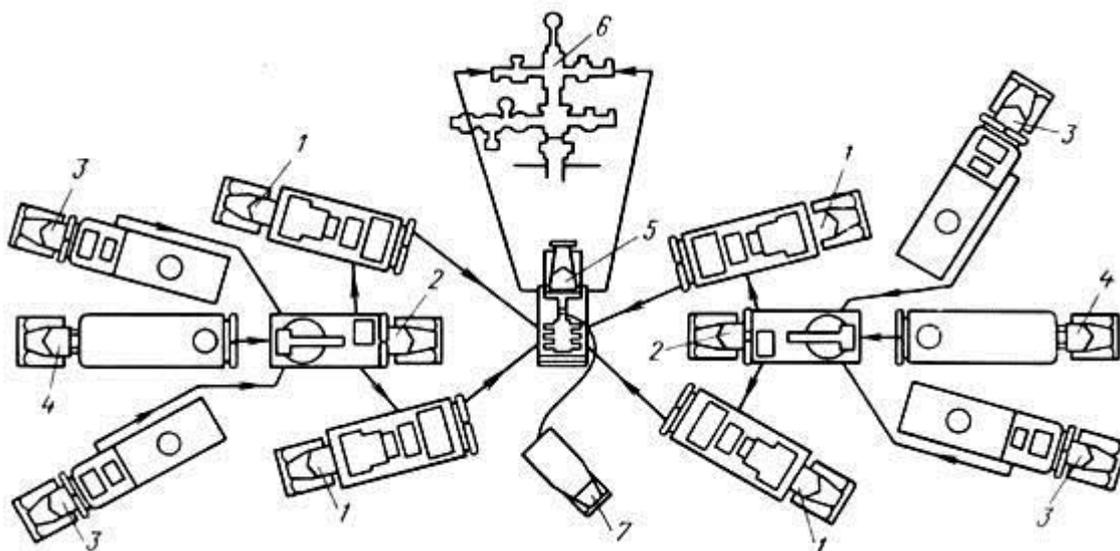


Рис. 2.4. Схема расположения оборудования при ГРП:

1 - насосные агрегаты 4АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты ЗПА; 3 - автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 - арматура устья 2АУ-700; 7 - станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь) на высокое давление.

Приложение 8.

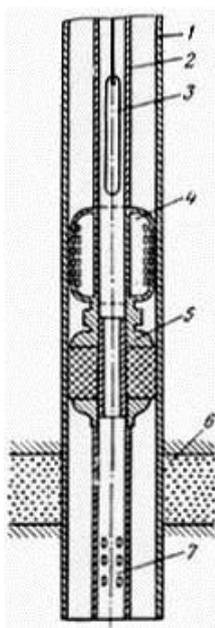


Рис. 2.5. Схема оборудования забоя скважины для ГРП

1 - обсадная колонна; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - скважинные манометры; 4 - якорь; 5 - пакер; 6 - продуктивный пласт; 7 - хвостовик для опоры на забой

Приложение 9.

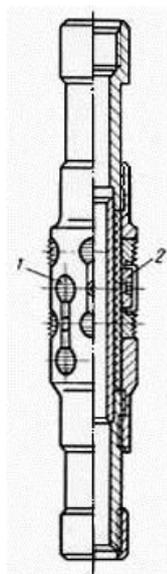


Рис. 2.6. Якорь плашечный гидравлический для ГРП:

1 - плашки с насечками; 2 - резиновый цилиндр

Максимальные страгивающие усилия, воспринимаемые якорем (в зависимости от типоразмера) достигают 1250 кН. Длина якорей около 2 м, масса 80 - 140 кг, проходной диаметр 36 - 72 мм.

Приложение 10.

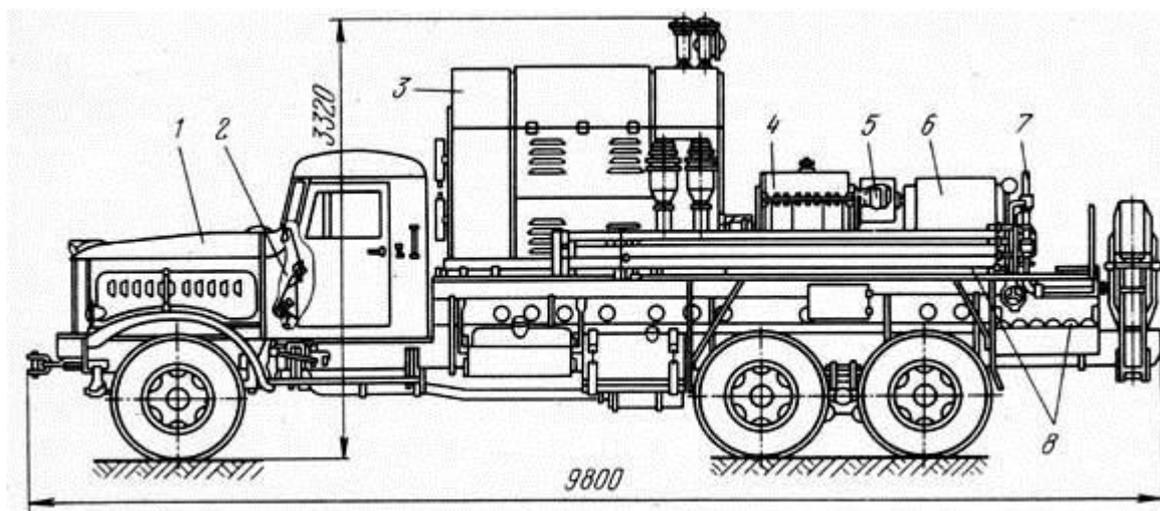


Рис. 2.7. Насосный агрегат для ГРП 4АН-700:

1 - автомобиль КрАЗ-257; 2 - кабина управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка скоростей; 5 - муфта сцепления; 6 - насосный агрегат; 7 - выкидной манifold; 8 - соединительные трубы высокого давления.

Приложение 11.

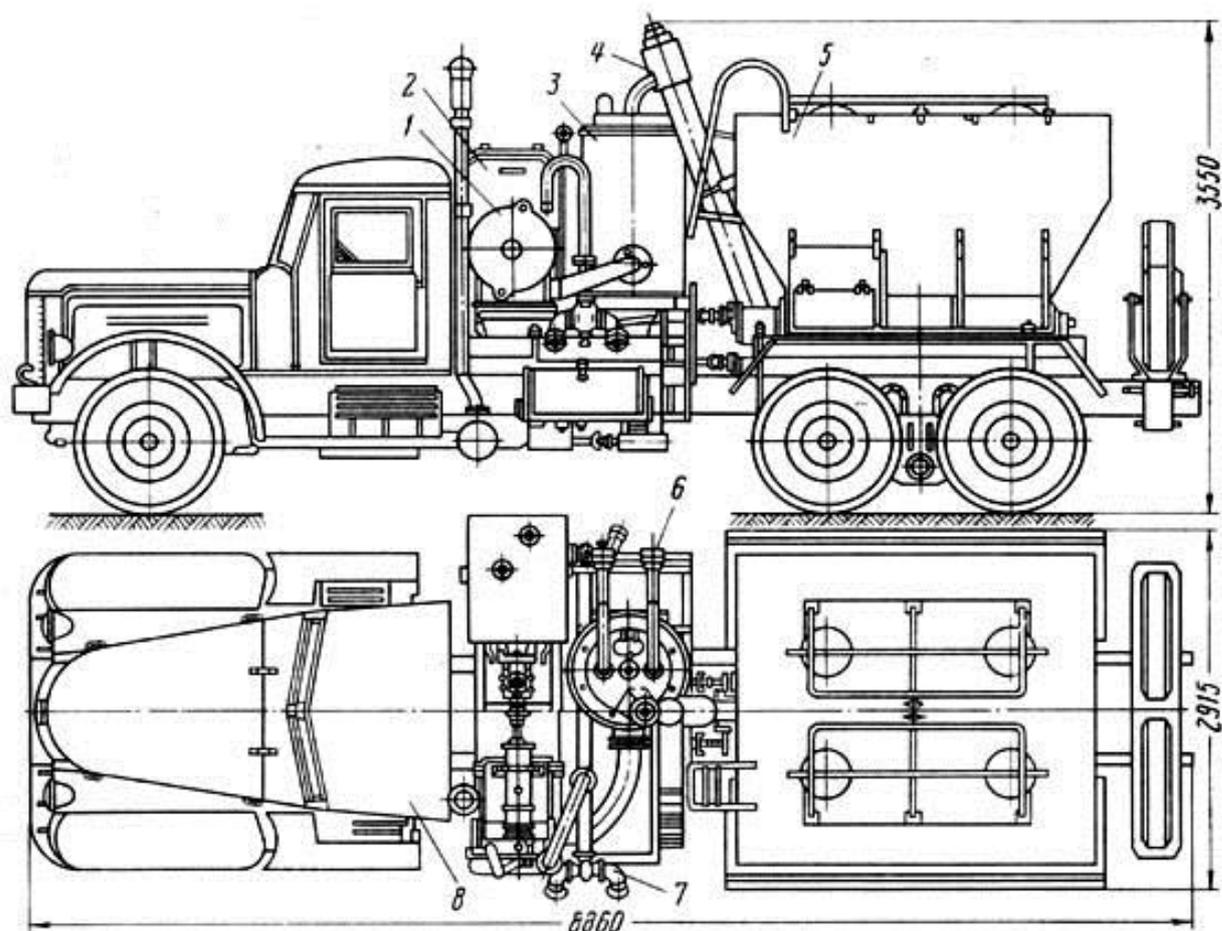


Рис. 2.8. Пескосмесительный агрегат ЗПА:

- 1 - центробежный насос 4ПС; 2 - силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 - смесительное устройство;
- 4 - наклонный шнек; 5 - бункер для песка; 6 - приемный трубопровод; 7 - раздаточный трубопровод;
- 8 - автомобиль КраЗ-257.

Приложение 12.

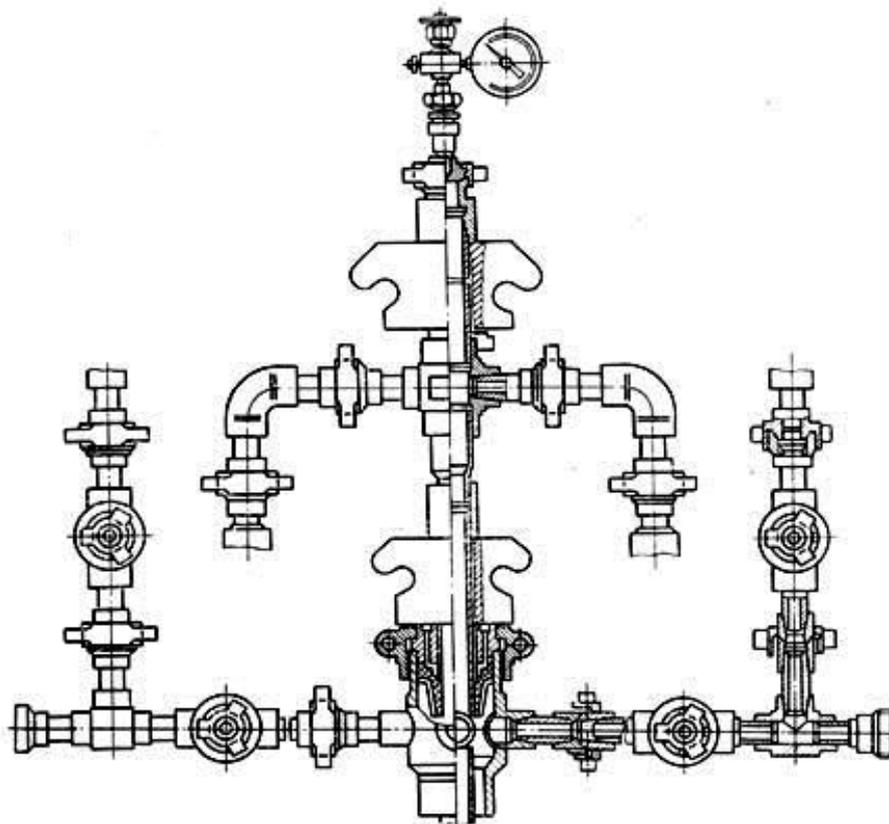


Рис. 2.9. Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта

Приложение 13.

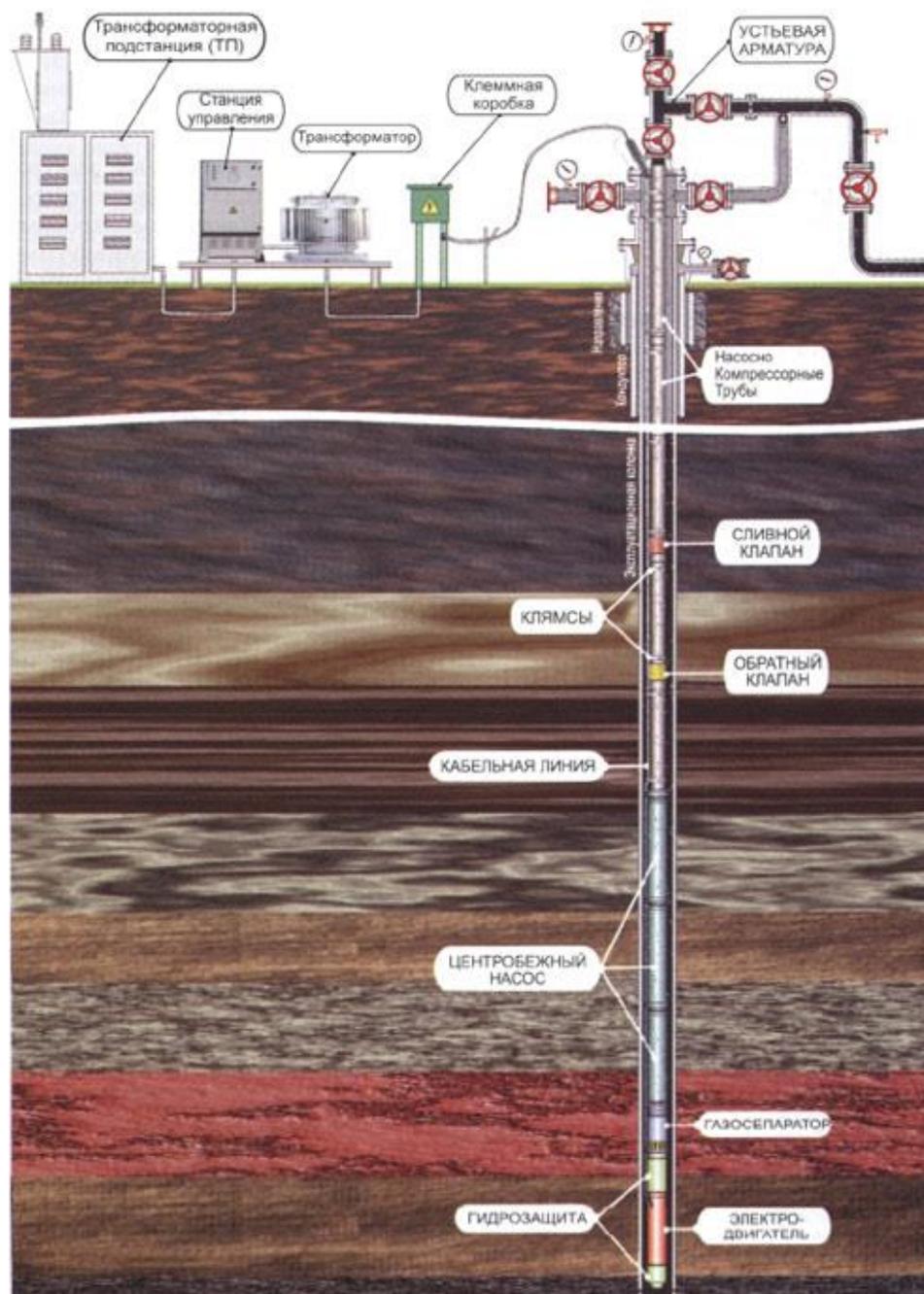


Рис. 2.10 УЭЦН. Установка погружного центробежного насоса включает в себя погружное и наземное оборудование.

Приложение 14.

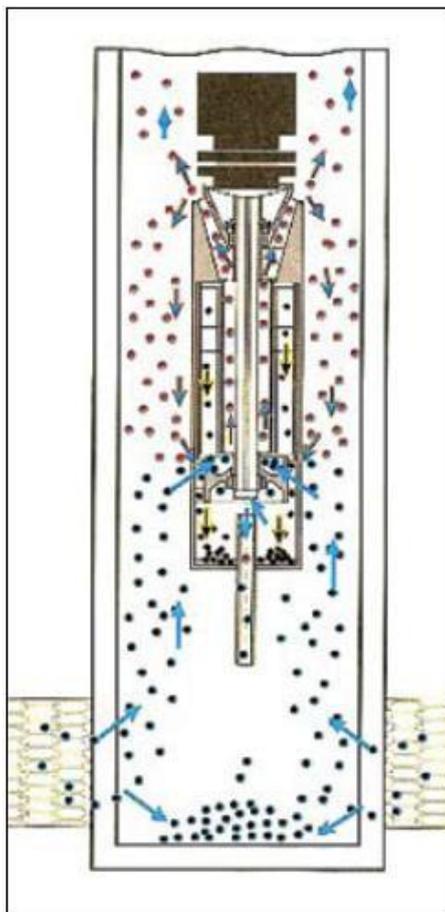


Рис. 2.11 Схема установки фильтра ЖНШ.

Приложение 15.

Рис.2.3 Общий вид
шлипсового



Рисунок 3.1 Общий вид шлипсового пакера

Приложение 16.

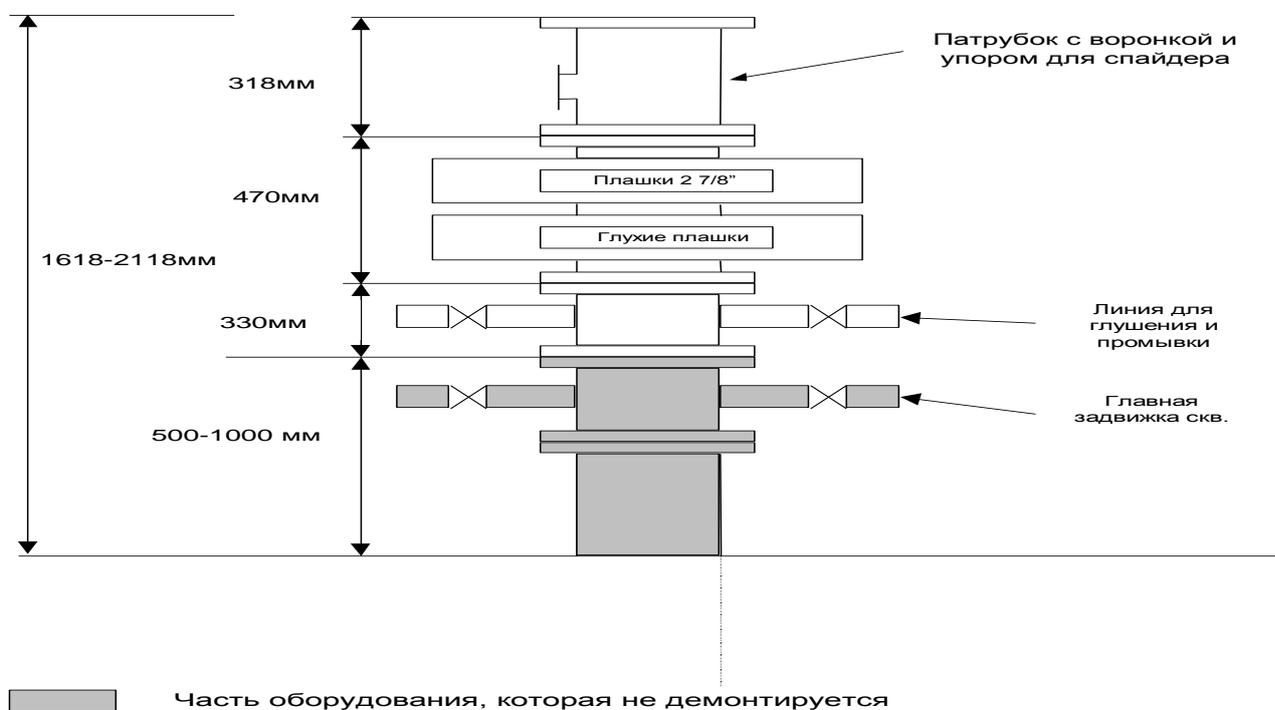


Рисунок 3.2 Схема установки превентора

Приложение 17.

Таблица 1. Скорость сдвига на при стандартных оборотах на вискозиметра

<i>Обороты вискозиметра</i>	<i>Скорость сдвига</i>
100	170
200	341
300	511
600	1022

Приложение 18.

Таблица 2. Наиболее употребительные размеры пропантов

<i>Размер сит</i>	<i>Предельные размеры частиц(мм)</i>
<i>100</i>	0,150
<i>40-60</i>	0,419-0,250
<i>20-40</i>	0,841-0,419
<i>12-20</i>	1,679-0,841
<i>8-12</i>	2,380-1,679

Приложение 19.

Таблица 3. Техническая характеристика пескосмесительного агрегата ЗПА

Производительность агрегата (по песку), т/ч	2 - 40
Емкость бункера, м ³	5
Песковый насос	4ПС-9
Подача, м ³ /ч	60; 130 и 200
Напор, м	30; 27,5 и 22
Частота вращения вала, мин -1	1460
Потребляемая мощность, кВт	28
Диаметр напорного и приемного патрубков, мм	100
Привод насоса	двигатель ГА3-51
Размеры агрегата ЗПА, м:	
длина	8,9
ширина	2,9
высота	3,55
Масса заправленного агрегата, т	24

Приложение 20.

Таблица 4. Сравнительная стоимость различных жидкостей (доллары США)

Наименование жидкости разрыва	Стоимость 1 куб.м.	Стоимость 1 куб.м. в сумме гелеобразующег о компонента	Стоимость
ЗАГУЩЕННАЯ ВОДА	-	66,00	66,00
ПОЛИМЕРСШИТНАЯ ВОДА	-	126,00	126,00
ЗАГУЩЕННЫЙ РЕФОРМАТ	250,00	94,00	344,00
ДВУХФАЗНАЯ ЖИДКОСТЬ	50,00	66,00	116,00
МЕТАНОЛ+СО2	350,00	150,00	500,00
ПОЛИМЕРСШИТЫЙ МЕТАНОЛ	400,00	210,00	610,00
ЖИДКИЙ СО2	300,00	-	300,00
КИСЛОТА 15%	380,00	200,00	580,00
КИСЛОТА 28%	750,00	250,00	1000,00