

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

---

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

**БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Повышение эффективности вторичного вскрытия пласта скважин нефтяного месторождения "М" (Томская область)</b>

УДК 622.276:622.244.5-022.343(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Ефремов Алексей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

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

---

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ О.С. Чернова

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Ефремову Алексею Сергеевичу

Тема работы:

<b>Повышение эффективности вторичного вскрытия пласта скважин нефтяного месторождения "М" (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31.03.2017 г., 2189/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождениям компании ОАО «Томскгазпром, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика месторождения</li> <li>2. Перфорирование</li> <li>3. Обоснование выбора перфорационной системы</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность</li> </ol> <p>Заключение</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<p>Местонахождение месторождения.          Геолого-физические характеристики.          Методика прострелочно-взрывных работ.          Гидродинамические исследования (ГДИС).          Результаты и интерпретация ГДИС.          Глубина проникновения раствора.          Сравнение перфорационных систем.          Аналитический анализ.          Эффективность ГТМ</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	01.03.2017 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Ефремов Алексей Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Ефремову Алексею Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость проведения дополнительной перфорации совместно с ГРП – 3 200 000 рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль – 20 %; Ставка на дисконтирование – 10 %.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Определить эффективность применения дополнительной перфорации совместно с ГРП проводимых компанией «НЕККО».
2. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИП и потенциальных рисков	Проанализировать профили НПДН и ЧТС, построенные по результатам расчетов за 2014-2017 гг., а также сделать выводы.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Ефремов Алексей Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ. ГРП НА  
МЕСТОРОЖДЕНИИ»**

Группа	ФИО		
2БЗД	Ефремов Алексей Сергеевич		
Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i></li> </ul>		<p><i>Объектом исследования данной работы является кустовая площадка промысла нефтяного месторождения на открытом воздухе, при производстве работ по ПВР (прострелочно-взрывные работы).</i></p>	
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>			
<p><i>1. Производственная безопасность</i></p> <p><i>1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды</i></p> <p><i>1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды</i></p>		<p>Работа при ПВР пласта на кусте нефтегазоконденсатных скважин связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда.</p> <p>К таким факторам можно отнести:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Вибрация от работы оборудования;</li> <li>2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.</li> <li>3. Вредные вещества.</li> </ol> <p>На кусте нефтегазовых скважин при проведении ПВР, могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток;</li> <li>2. Пожароопасность и взрывоопасность</li> <li>3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).</li> </ol>	
<p><i>2. Экологическая безопасность</i></p>		<p>При ПВР на месторождении будет оказываться негативное воздействие на окружающую среду, такое как:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Нарушение поверхности стока;</li> <li>2. Нарушение почвенно-растительного покрова;</li> <li>3. Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок,</li> <li>4. Смол и других материалов;</li> <li>5. Захламление территории отходами производства;</li> <li>6. Возгорание из-за допуска к работе неисправных технических средств, способных вызвать возгорание.</li> </ol>	
<p><i>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i></li> <li>• <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i></li> </ul>		<p>Во время проведения работ по ПВР возможно возникновение пожаров и фонтанов на нефтяных и газовых скважинах. Организационные и технико-технологические требования по предупреждению НГВП, открытых фонтанов, а также первоочередные действия</p>	

<ul style="list-style-type: none"> <li>• разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>• разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>производственного персонала при их возникновении должны проводиться согласно РД 08-254-98 «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»</p>

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Ефремов Алексей Сергеевич		

№	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 <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и <i>руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа 107 страницы, 24 рисунков, 16 таблиц, 22 источника.

Ключевые слова: перфорация, СКИН-фактор, месторождение, пласт, нефть, обводненность, кратность увеличения дебита, метод увеличения нефтеотдачи, оптимальная геометрия отверстия, глубина проникновения бурового раствора.

Объектом бакалаврской работы являются конструкции цементированных забоев скважин проперфорированных перфорационными системами на месторождении Томской области и обладающие достаточными данными для проведения расчета по методике МакЛеода.

Предмет бакалаврской работы – определение эффективности вскрытия продуктивного пласта по средствам перфорации.

Данная работа посвящена вопросу уменьшения потерь давления в перфорационных отверстиях при использовании различных перфорационных систем и совершенствования комплекса вскрытия пластов.

Цель работы – оптимизация притока в скважину для достижения максимальных технико-экономических показателей разработки месторождения посредством выбора перфорационной системы. В работе рассмотрена методика МакЛеода для расчёта потерь давления в зоне перфорации для однофазного потока.

В процессе работы была рассмотрена методика расчета МакЛеода, учитывающая потери давления в перфорационных отверстиях и рассмотрению влияния различных факторов – глубина проникновения бурового раствора в пласт, глубина проникновения перфорации, скин фактор, плотность перфорации, фразировка.

В результате работы была воссоздана аналитическая моделирующая схема, которая дает прогноз эффективности проведения перфорации и позволяет выбрать наилучшие технологические, конструктивные и технические параметры перфорационных систем в целях максимизации добычи и прибыли, а также минимизации образования загрязнений/отложений в призабойной зоне пласта.

Область применения: может быть использована в решении прикладных задач для прогноза эффективности проведения, а также технологических, конструктивных и технических параметров перфорационных систем.

Экономическая эффективность/значимость работы позволяет оценить необходимость проведения оптимальной перфорации с учетом характеристик пласта для конкретной скважины и сократить время на подбор оптимальной перфорационной системы с целью проведения дополнительной перфорации.

В будущем необходимо получить данные гидродинамических исследований, проведенных на скважине после осуществления перфорации с целью определения более точной оценки влияния на фильтрационные характеристики призабойной зоны для уточнения прогнозных характеристик.

## **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

## Оглавление

Введение.....	12
1. Прострелочно-взрывные работы.....	14
1.1. Пулевая перфорация.....	14
1.2. Кумулятивная перфорация .....	16
1.2.1. Корпусные кумулятивные перфораторы.....	18
1.2.2. Бескорпусные кумулятивные перфораторы.....	21
1.3. Торпедирование .....	26
1.4. Гидропескоструйная перфорация .....	28
1.5. Заканчивание с контролем за пескопроявлениями.....	30
1.6. Язык перфорирования .....	34
1.7. Основы взаимодействия между перфорациями и коллектором .....	38
1.8. Перфорация для ГТМ.....	44
2. Характеристика месторождения "М".....	49
2.1. Общие сведения о месторождении и участке недр .....	49
2.2. Краткая геологическая характеристика.....	52
2.3. Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов .....	56
3. Обоснование выбора перфорационной системы .....	62
3.1. Определение СКИН фактора.....	66
3.2. Определение глубины проникновения раствора в пласт.....	68
3.3. Подбор оптимального перфоратора.....	70
3.4. Расчет дополнительной добычи нефти от проведенной дополнительной перфорации .....	77
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	81
4.1 Технологическое обоснование экономического расчета применения ГМЩП совместно с ГРП .....	82
4.2 Расчет эффективности применения дополнительной перфорации совместно с ГРП, проводимые компанией "НЕККО".....	83
4.3 Выводы .....	88
5. Социальная ответственность .....	89
5.1. Производственная безопасность .....	89
5.1.1. Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению.....	90

5.1.2	Анализ основных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	95
5.2.	Экологическая безопасность .....	99
5.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	100
5.4.	Законодательное регулирование проектных решений.....	104
	Заключение.....	106
	Список используемых источников .....	107

## **Введение**

Проблема обеспечения высокого качества заканчивания скважин приобретает особую актуальность в последние годы, когда большое число месторождений вступает на позднюю стадию разработки, а значительная часть запасов углеводородного сырья относится к трудноизвлекаемым. На результаты заканчивания влияют первичное вскрытие продуктивного пласта бурением, цементирование заколонного пространства, вторичное вскрытие коллекторов, в основном при помощи кумулятивных перфораторов, и способ вызова притока. Каждый из перечисленных этапов выполняется различными подрядными организациями, как правило, отвечающими за безаварийное проведение работ. Установлено, что при вводе скважин в эксплуатацию обычно достигается 50–70 % потенциальной продуктивности скважин, а в низкопроницаемых пластах – лишь 25–45 %. Вторичное вскрытие в условиях репрессии на пласт, преобладающее и в настоящее время, способствует увеличению радиуса образовавшейся ранее зоны ухудшенной проницаемости, что снижает продуктивность пласта. В идеальном случае выполнение операций по заканчиванию скважин необходимо технологически увязывать исходя из конкретных геолого-промысловых условий разрабатываемого месторождения. Определяющим показателем качества работ должен быть высокий коэффициент гидродинамического совершенства, отражающий сохранение естественной проницаемости прискважинной зоны пласта (ПЗП). Такую координацию работ на каждом этапе можно предусматривать на стадии составления проектов на строительство скважин с дальнейшим осуществлением авторского надзора. Основываясь на анализе технологий перфорации и технических параметров оборудования, рассматривается возможность использования параметров для повышения эффективности прострелочно-взрывных работ (ПВР). Последние во многом определяют добычные возможности скважины и в конечном счете могут их повысить или существенно снизить.

Цель работы - исследование вопросов в области внедрения эффективности вторичного вскрытия пласта скважин.

При написании работы были рассмотрены и поставлены следующие задачи:

- изучить теоретические основы вскрытия пласта
- исследовать результаты вскрытия пласта посредством перфорации;
- провести технико-экономический анализ проведенных операций вскрытия пласта на типовой скважине в Компании.

Наиболее качественно оценить эффективность вторичного вскрытия пласта можно с помощью использования методики МакЛеода или построения диаграмм, реализованных в специальных компьютерных программах, а также проведения экономических расчетов.

## **1. ПВР (прострелочно–взрывные работы) – перфорирование**

В результате ПВР образуются каналы вглубь коллектора, которые позволяют не только извлекать углеводороды, но и управлять этим процессом. Каждое из трех основных видов заканчивания — естественное, интенсифицированное и заканчивание с контролем за пескопроявлениями — при проведении ПВР имеет свои особенности. В случае естественного заканчивания (когда за ПВР идет непосредственно эксплуатация скважины) в основном эффективно глубокое перфорирование. При стимулируемом заканчивании (гидроразрыв и кислотная обработка) важно выдержать небольшой угол между направлениями выстрелов для проведения эффективных гидроразрывов и соединительных каналов с новыми ходами в коллекторе. И при гравийной набивке перфорационные отверстия большого диаметра, заполненные гравием, используют для того, чтобы предотвратить пескообразование в рыхлом пласте, что могло бы вызвать значительные потери давления во время эксплуатации.

Существует великое множество разных перфораторов и систем их доставки в скважину для решения самых разнообразных задач. Оптимизация ПВР состоит в том, чтобы выбрать наилучшее оборудование для конкретного вида ПВР. Поэтому, целесообразно начинать с основ прострелочно-взрывного оборудования.

### **1.1. Пулевая перфорация**

Пулевые перфораторы действуют так же, как и огнестрельное оружие — пули вылетают за счет энергии расширения пороховых газов. Пулевые перфораторы — это имеющие стальной корпус стреляющие аппараты, в котором размещаются зарядные стволы, камеры, заряжаемые пулями, а также воспламенительные устройства. Воспламенение происходит благодаря электровоспламенителям, электрозапалам и пиропатронам. Чтобы

инициировать взрывы зарядов взрывчатых бризантных веществ, используют электродетонаторы, капсули-детонаторы, взрыватели, детонирующие шнуры и взрыв-патроны. В скважину пулевые перфораторы спускают на каротажном кабеле.

Пулевые перфораторы по принципу устройства делятся на:

1) с горизонтальным расположением стволов (т.е. перпендикулярно к продольной оси перфоратора);

1.1) перфораторы залпового действия (выстрел всех пуль происходит почти одновременно);

1.2) селективного или полуселективного действия.

2) с вертикально-криволинейными стволами.

Объемы работ по вторичному вскрытию пласта с применением пулевых перфораторов невелики, так как данные перфораторы имеют следующие недостатки: недостаточная пробивная способность в условиях вскрытия пластов, сложенных из плотных пород. Сложность сборки и заряжания. Повышенная опасность при перевозке и обращении. Малая производительность (за один спуск они могут вскрыть лишь до 3 м пласта с плотностью до пяти отверстий на 1 м.).

Целесообразно применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, составленных слабосцементированными, непрочными породами. Предпочтение пулевым перфораторам следует отдавать при вскрытии сыпучих пород [1].

## 1.2. Кумулятивная перфорация

Кумулятивная перфорация основана на пробивном действии высокоскоростных струй из полужидкого металла, образующихся при взрыве кумулятивного заряда.

По принципу устройства кумулятивные перфораторы подразделяют на две основные группы, которые различаются способом герметизации помещенных в них кумулятивных зарядов: корпусные и бескорпусные. В корпусных перфораторах все заряды и средства инициирования помещены в общий герметичный корпус, извлекаемый из скважины после выстрела. В бескорпусных перфораторах каждый заряд заключен в индивидуальную герметичную разрушающуюся оболочку. Общий корпус или индивидуальная оболочка должны выдерживать определенное гидростатическое давление и температуру внешней среды.

В свою очередь, корпусные кумулятивные перфораторы подразделяются на перфораторы многократного использования (с неразрушающимся корпусом) и перфораторы однократного использования (с простреливаемым корпусом), а бескорпусные – на полуразрушающиеся (с извлекаемым из скважины каркасом) и полностью разрушающиеся.

Кумулятивные перфораторы спускают в скважину на бронированном грузонесущем одножильном геофизическом кабеле или на насосно-компрессорных трубах, в зависимости от технологии работ и устройства. Инициирование зарядов преимущественно групповое (залповое), но может быть полуселективным (отдельными группами) и селективным (отдельными зарядами). Любой перфоратор состоит из механической части (корпус или каркас, головка, наконечник, груз) и зарядного комплекта с расходными деталями (кумулятивные заряды, детонирующий шнур, взрывной патрон, электропроводка, детали герметизации).

Кумулятивный заряд для перфорации скважин состоит из прессованной пашки взрывчатого вещества, в кумулятивную выемку которой вложена или впрессована металлическая облицовка, а с противоположной стороны строго

по центральной оси заряда расположен промежуточный детонатор. Заряд заключен в оболочку, которая в случае бескорпусных перфораторов должна быть полностью герметичной и выдерживать давление и температуру окружающей среды. Размеры и форма зарядов определяются внутренним диаметром корпуса или (для бескорпусного перфоратора) внутренним диаметром обсадной колонны или НКТ. Оболочки зарядов изготавливались из бумажной массы, пластмассы или металла (сталь, цинк). В настоящее время такие оболочки считаются морально устаревшими, и предпочтение, несмотря на удорожание, отдается оболочкам зарядов, изготовленным точением, штамповкой с последующей доводкой, с применением технологии порошковой металлургии с калибровкой, что позволяет обеспечить более высокую точность изготовления. Оболочки зарядов в бескорпусных перфораторах делаются из хрупких материалов - алюминиевых сплавов, упрочненного стекла, ситалла или керамики. Требование хрупкости к оболочке при взрыве зарядов бескорпусных перфораторов вытекает из необходимости легкого освобождения скважины от посторонних предметов после перфорации.

Термобаростойкость зарядов для бескорпусных кумулятивных перфораторов ограничены характеристиками используемых в них взрывчатых материалов и прочностными характеристиками оболочек, сильно зависящими от сочетания давления и температуры окружающей среды.

Взрыв кумулятивного заряда происходит следующим образом. После взрыва детонатора (инициирующего ВВ) по кумулятивному заряду распространяется волна детонации, которая двигается от места взрыва вдоль оси заряда к основанию кумулятивной выемки. Волны детонации под большим давлением сжимают металлическую воронку. При этом металл с внутренней стороны воронки начинает течь как жидкость и частично (до 20-30 %) попадает в кумулятивную струю, распространяющуюся вдоль оси заряда со скоростью 6-8 км/с. Образовавшаяся кумулятивная струя, достигая

преграды, оказывает на нее давление (порядка 1010 Па) и проникает в нее на определенную глубину

### **1.2.1. Корпусные кумулятивные перфораторы**

Корпусный кумулятивный перфоратор представляет собой полый цилиндрический стальной корпус, закрытый сверху головкой, содержащей электроввод для присоединения к кабелю или, в случае спуска перфоратора на насосно-компрессорных трубах, взрывной механизм. В корпусе перфоратора монтируются кумулятивные заряды со средствами инициирования - детонирующим шнуром, взрывным патроном.

Соединения между деталями корпусного перфоратора загерметизированы с помощью резиновых уплотнителей, поэтому весь зарядный комплект не соприкасается с жидкой средой, окружающей перфоратор. Благодаря этому предельная термобаростойкость корпусных перфораторов значительно выше, чем у бескорпусных.

Другой положительной особенностью корпусных кумулятивных перфораторов является значительно меньшее повреждение обсадной колонны и затрубного цементного камня благодаря тому, что основное воздействие разлетающихся продуктов детонации: осколков, оболочек, зарядов и других остатков от зарядного комплекта воспринимается неразрушающимся корпусом.

Корпусные кумулятивные перфораторы многократного использования типа ПК имеют толстостенный цилиндрический корпус, в котором просверлены боковые отверстия, располагаемые по осям помещенных в корпус кумулятивных зарядов. Каждое боковое отверстие герметизируется дюралевой или стальной пробкой, которая вставляется или ввинчивается в стенку корпуса. Оси соседних зарядов и соответственно боковых отверстий взаимно сдвинуты на фазовый угол  $90^\circ$ , что обеспечивает расположение каналов перфорации в стенках скважины по спирали. Такое расположение каналов способствует получению высокого коэффициента

гидродинамического совершенства скважины при минимальном вредном воздействии на обсадную колонну и затрубный цементный камень.

Корпус перфоратора типа ПК изготавливают из высокопрочной высоколегированной орудийной стали, обладающей высокой сопротивляемостью многократному действию взрывных нагрузок. Сверху и снизу в корпус перфоратора ввинчивают головку и наконечник, изготавливаемые из хромистой стали марки 40Х. Для достижения высокой прочности все эти детали подвергаются термической обработке. [2]

Корпусные кумулятивные перфораторы однократного использования типа ПКОМ имеют корпус в виде сплошной трубы или кожуха (без боковых отверстий), толщина стенки которых значительно меньше, чем у перфораторов многократного использования типа ПК. Они рассчитаны на сминающее действие внешнего гидростатического давления и должны выдерживать, не разрушаясь один взрыв группы кумулятивных зарядов. Для корпусных перфораторов однократного использования максимально допустимое давление зависит от диаметра, толщины стенки и механической прочности стали. Нижний предел допустимого внешнего давления определяется прочностью корпуса-трубы на разрыв при взрыве группы зарядов и составляет 10-50 МПа в зависимости от типоразмера перфоратора, механических характеристик корпуса-трубы, величины зарядов, плотности перфорации и т.п. [1]

Величина кумулятивных зарядов благодаря большему внутреннему диаметру корпуса ПКОМ при таком же (или близком) наружном диаметре, как у перфораторов ПК, может быть больше, что обеспечивает большую пробивную способность и позволяет уменьшать плотность перфорации.

Перфораторы ПКОМ отличаются также широким проходным отверстием в соединительных муфтах корпуса, что позволяет заряжать перфоратор длинными сборками зарядов на одном каркасе (без промежуточных соединений) и таким образом простреливать за один спуск большие интервалы (11-13 м).

Общие достоинства корпусных перфораторов однократного использования: относительно высокая пробивная способность, термостабильность и термобаростойкость; возможность простреливания за один спуск большого интервала продуктивного пласта с желаемой плотностью перфорации; возможности контроля срабатывания всей группы зарядов по наличию, форме и размерам отверстий, простреленных в корпусе (или кожухе) перфоратора.

Недостатком этой группы перфораторов является большой расход металла (корпусов-труб, секций, опорных втулок). Однако так как эти детали изготавливают из менее дефицитных сталей, чем детали у перфораторов ПК, этот расход не существен по сравнению с общим расходом металла, идущим на строительство скважины (износ бурильных труб и НКТ, обсадная колонна и т.п.). Другой недостаток корпусных кумулятивных перфораторов однократного использования - ограничение их применения по величине минимально допустимого внешнего гидростатического давления из-за возможного разрушения корпуса от взрыва зарядов при давлениях ниже допустимых значений. [2]

### 1.2.2. Бескорпусные кумулятивные перфораторы

Наиболее широкое применение имеют бескорпусные полуразрушающиеся кумулятивные перфораторы типа ПКСУЛ. В перфораторах этой группы заряды, заключенные в разрушающиеся (стеклянные, ситалловые, базальтоситалловые) оболочки, смонтированы в стальных лентах, соединены в длинные гирлянды, на концах которых подвешивают груз. Оси зарядов взаимно повернуты на фазовый угол  $180^\circ$  (вместо  $90^\circ$  у корпусных и разрушающихся перфораторов). Инициирование взрыва зарядов производится посредством взрывного патрона (ПВ) и детонирующего шнура, находящихся в контакте со скважинной жидкостью и под ее давлением. Взрывной патрон располагается в нижнем конце перфоратора над грузом, так что детонация всей гирлянды производится снизу-вверх. Такая схема детонации обусловлена тем, что в случае отказа части зарядов будет уменьшена опасность прихвата перфоратора в обсадной колонне разрушившимися (но не взорвавшимся) выше расположенными зарядами. [2]

После полного срабатывания зарядов деформированный ленточный каркас легко извлекается из скважины вместе с грузом. Осколки оболочек зарядов и других деталей оседают в зумпф скважины или удаляются промывкой. Монтажные отверстия в ленточном каркасе увеличиваются, благодаря чему можно судить о полноте взрыва каждого заряда.

Бескорпусные полуразрушающиеся кумулятивные перфораторы типа ПРК отличаются от ленточных перфораторов типа ПКСУЛ массивным стальным каркасом, имеющим профиль сегментного сечения, который в несколько деформированном виде извлекается из скважины после отстрела. Полностью разрушаются только оболочки зарядов из достаточно хрупкого литого алюминиевого сплава, осколки которых остаются в скважине. При этом часть осколков опускается в зумпф скважины, а остальные удаляются из нее промывкой.

Благодаря применению стального массивного каркаса с сегментным профилем центр массы поперечного сечения перфоратора ПРК сдвинут по отношению к его центральной оси. Учитывая, что ось скважины в подавляющем большинстве случаев имеет некоторый наклон к вертикали, перфоратор ПРК самоориентируется так, что все заряды, расположенные в одну сторону (т.е. с фазовым углом, равным нулю), оказываются прижатыми своими крышками к стенке обсадной колонны. Благодаря этому исключается более чем у половины зарядов дополнительная преграда на пути кумулятивных струй - значительный слой жидкости в скважине.

Существенной особенностью ПРК является также система возбуждения детонации зарядов через боковую поверхность их хвостовой части, что высвобождает пространство для размещения более крупной шашки ВВ кумулятивного заряда и позволяет прокладывать дублирующую нитку ДШ. Это в условиях малых радиальных габаритов значительно повышает надежность и эффективность работы перфоратора. В целях достижения высокой пробивной способности шашка ВВ совместно с медной облицовкой кумулятивной выемки запрессована непосредственно в алюминиевую оболочку заряда. Важной особенностью перфораторов ПРК является эффект самоудаления пестов из пробитых каналов путем продувки последних продуктами детонации зарядов. Предположительно этот эффект достигается благодаря концентрации потока газообразных продуктов детонации, вытекающих вслед за кумулятивной струей и проникающих в пробитый канал ранее песта из-за значительно большей скорости движения. Концентрация потока продуктов детонации обеспечивается конусообразной полостью в крышке заряда. Пест выбрасывается из канала возвратным движением продуктов детонации.

Перфораторы ПРК применяют в основном для вскрытия продуктивных пластов при депрессии с герметизацией устья скважины кабельным лубрикатором при уже спущенной колонне НКТ.

После отстрела перфораторов ПРК из скважины извлекают головку и каркас вместе с кабельным наконечником, которые (кроме каркаса) используют многократно. По деформации каркаса судят о полноте срабатывания кумулятивных зарядов.

В перфораторах ПР43 и ПР54 заряды, заключенные в герметичные оболочки из алюминиевого сплава, соединяют в длинные гирлянды с помощью звеньев из того же металла. Заряды в перфораторах КПРУ65 соединяются между собой в гирлянду посредством соединительных обоем из алюминиевого сплава. В зависимости от расположения зарядов в обоймах перфоратор КПРУ65 может иметь поперечный размер 65 и 89 мм. Оси зарядов в перфораторах данной группы взаимно повернуты на фазовый угол  $90^\circ$ . Оболочки и соединительные звенья зарядов разрушаются при взрыве на осколки различного размера. Перфораторы этого типа спускают в скважину так же, как вышеописанные ПРК, в основном через уже спущенные НКТ.

В разрушающихся перфораторах ПР54 и ПР43 применена оригинальная схема возбуждения детонации без использования детонирующего шнура: в соединительных звеньях помещены передаточные шнуровые заряды, сделанные из пластичного ВВ. В КПРУ65 используется детонирующий шнур по обычной схеме.

В разрушающихся перфораторах взрывной патрон расположен в нижнем конце гирлянды зарядов, а дополнительные разъемные грузы - над головкой перфоратора вокруг кабеля. Головка является основным грузом.

Преимущество этих перфораторов: большая пробивная способность по сравнению с корпусными, высокая производительность работ, хорошая проходимость в скважинах, заполненных вязкими и тяжелыми растворами.

Недостатки этих перфораторов: отсутствие ориентирования зарядов в обсадной колонне, оставление в скважине большого количества осколков и остатков от перфораторов и невозможность контроля полноты детонации каждого заряда.

Разрушающиеся перфораторы типа ПР и КПРО имеют те же области применения, что и вышеописанные полуразрушающиеся ПРК.

**Таблица 1. Область применения пулевых и торпедных перфораторов**

Пулевые перфораторы	С вертикально-криволинейными стволами	ПВН, ПВК, ПВТ	Вскрытие пластов: 1) представленных малопроницаемыми породами прочностью ниже средней; 2) с сильно загрязненной призабойной зоной
	С горизонтальным размещением стволов	АПХ, ППМ, ПБ	Вскрытие пластов: 1) представленных слабосцементированными песчаниками, через одну колонну труб при нормальной толщине затрубного цементного камня (при отсутствии заполненных цементом каверн); 2) вскрытие после прострела стенок скважин кумулятивными перфораторами пластов, представленных породами средней твердости, особенно перед ГРП, СКО, так как дополнительная стрельба пулями может привести к образованию в породе трещин, которые объединят каналы, созданные пулями и кумулятивными струями.
Торпедные	С горизонтальным размещением стволов залпового действия	ТПК, ТПМ	Вскрытие пластов, представленных малопроницаемыми породами средней прочности, в которых целесообразно создавать каверны и трещины с целью повышения проницаемости ПЗП

**Таблица 2. Область применения корпусных кумулятивных перфораторов**

Тип	Шифр	Области и условия применения
Многоразового использования	ПК, ПКДУ, ПKN, ПК-10x4	Вскрытие пластов: 1) сравнительно небольшой толщины на средних глубинах; 2) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и цементного камня; 3) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 4) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются
Одноразового использования	ПКО, ПКOT, ПКOC, ПКOC38, ПКOC48, ПНК, ПНКТ	Вскрытие пластов: 1) при угрозе недопустимого повреждения обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) когда нежелательно оставлять в скважине остатки от перфоратора и зарядного комплекта; 3) при высоких температурах и давлениях, при которых бескорпусные кумулятивные перфораторы не применяются. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Вскрытие пластов большой толщины на средних глубинах.</li> <li>• Вскрытие пластов на больших глубинах при значительных давлениях.</li> </ul>

Тип	Шифр	Области и условия применения
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Прострел бурильных, обсадных или насосо-компрессорных труб при необходимости восстановления циркуляции жидкости в скважине.</li> <li>• Вскрытие пластов при созданной депрессии на пласт и герметизированном устье скважины (без применения кабеля и лубрикаторов)</li> </ul>
Многоразового использования с зарядами четырехстороннего действия	ПК103-10х4, ПК85х10х4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Прострел густой сетки отверстий в обсадной колонне при проведении изоляционных работ в скважине</li> </ul>

**Таблица 3. Область применения бескорпусных кумулятивных перфораторов**

Бескорпусные кумулятивные	Частично разрушающиеся: ленточные, штанговые	ПКС, ПКС-Т, ПРВ, ПРГ	Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями
	С поднимающимся каркасом	ПКС, ПКС-Т	Вскрытие пластов: 1) мощных; 2) когда нежелательно оставлять в скважине стекла оболочек, зарядов и другие детали перфораторов.
Бескорпусные кумулятивные	Полностью разрушающиеся: нераскрывающиеся, раскрывающиеся	КПРУ, ПР, ПКР	Вскрытие пластов: 1) мощных, когда допускаются деформации (без разрушения) обсадной колонны и затрубного цементного камня; 2) под колонной НКТ или при герметизированном устье скважины (с лубрикатором); 3) при искривлении, слипании узких разрезов в колоннах труб; 4) с низкими температурами и давлениями Прострел бурильных, обсадных и насосо-компрессорных труб с целью восстановления циркуляции жидкости в скважине

### 1.3. Торпедирование

Торпедный перфоратор ТПК применяют для перфорации обсадной колонны и одновременного разрушения призабойной части пласта с целью улучшения условий притока жидкости к скважине.

Применение торпедных перфораторов особенно целесообразно при вскрытии пластов, представленных плотными породами с плохими коллекторскими свойствами.

Торпедирование скважин производят посредством взрыва в них специальных зарядов ВВ (торпед). Торпедирование скважин применяется с целью:

- обрезания или отвинчивания бурильных труб при прихвате инструмента;
- вскрытия продуктивного горизонта;
- разрушения забоя скважины для улучшения условий притока жидкости;
- разрушения упущенных или оставленных в скважине металлических предметов с целью облегчения дальнейшей проходки скважины.

Торпедирование скважин при ликвидации прихватов может быть произведено с целью отвинчивания либо обрыва прихваченных труб. В первом случае после приложения к колонне свинчивающего усилия и натяжения, разгружающего соединительную муфту от давления верхних труб, против отвинчиваемой трубы производят взрыв заряда из детонирующего шнура. При взрыве за счет удара в муфте, находящейся против заряда, происходит кратковременное, но сильное ослабление резьбового соединения. Под действием свинчивающего момента верхняя часть колонны слегка поворачивается, позволяя в дальнейшем отвернуть резьбовое соединение точно в этом месте. Заряд торпеды состоит из одного или нескольких детонирующих шнуров в водонепроницаемой оболочке (ДШ-В), смонтированных вдоль стального троса.

К нижнему концу троса присоединен груз; к верхнему - специальная головка, позволяющая возбуждать взрыв детонирующего шнура. Выбор заряда ТДШ определяют по диаметру труб и гидростатическому давлению в месте взрыва.

Для обрыва труб применяют также негерметичные торпеды с легкими алюминиевыми оболочками марки ТШ, снаряженные шашками из флегматизированного гексогена. [2]

Торпедирование скважин обычно применяют в пластах, сложенных плотными породами и имеющих малую проницаемость (известняками, доломитами, крепкими песчаниками) и достаточно высокое пластовое давление.

#### 1.4. Гидропескоструйная перфорация

При гидропескоструйной перфорации пробивание каналов в стенках скважины осуществляется струей жидкости, содержащей 50-100 кг/м<sup>3</sup> хорошо отсортированного кварцевого песка или другого абразивного материала. Струи истекают из насадок (сопел) перфоратора при перепаде давления в насадке 10-50 МПа со скоростью 150-250 м/с.

В процессе истечения абразивной струи из насадок гидропескоструйного перфоратора образуются каналы - щели с высокой проницаемостью, вокруг которых не возникает уплотнение породы и не происходит деформации цементного камня или колонны. Перфоратор спускают в скважину на колонне насосно-компрессорных труб и в случае необходимости закрепляют в обсадной колонне гидравлическим фиксирующим устройством. Абразивную смесь с жидкостью подают к перфоратору через НКТ с помощью группы (два-восемь) мощных насосных агрегатов, расположенных у устья скважины. Рабочие жидкости подбирают с учетом физико-химических свойств пластов-коллекторов и насыщающих их флюидов; может быть использована углеводородно-кислотная эмульсия, пластовая вода, водный раствор хлористого кальция с добавками ПАВ. Кварцевый песок, добавляемый в жидкость, может применяться различных фракций.

Однако стендовые испытания и промысловая практика показали, что лучшие результаты дает песок фракции 0,5-0,8 мм. Применение песка больших фракций приводит к ухудшению работы насосных агрегатов, выпадению песка во всасывающих шлангах и клапанных коробках насосов.

За полчаса действия абразивная струя способна пробить стенку обсадной колонны, затрубный цементный камень и создать в горной породе средней крепости канал диаметром примерно 60 мм и длиной около 50 см. Диаметр канала или каверны в горной породе при ГПП значительно больше, чем при кумулятивной. При осуществлении щелевой ГПП возможно увеличение глубины вскрытия пласта в 1,5-2 раза. Путем вращения или

продольного перемещения аппарата можно создавать глубокие кольцевые или вертикальные щели в стенках скважины и породе.

Однако, пробивная способность ГПП, в отличие от кумулятивной или пулевой перфорации, с увеличением глубины скважины и с повышением гидростатического давления до 5-10 МПа падает более заметно (длина канала в 2 раза, а диаметр в 1,3 раза), что можно объяснить прекращением процесса кавитации в струе жидкости с указанным ростом окружающего давления, а также увеличением с глубиной прочностных характеристик горных пород.

Область и масштабы применения этого метода постоянно расширяются. Если в начальный период он использовался только как высоко эффективное средство вскрытия пластов, то теперь стал применяться в качестве специального мероприятия, предшествующего осуществлению гидроразрыва или другим операциям по установлению гидродинамической связи пласта со скважиной, особенно в условиях развития коллекторов трещинного типа.

Наилучшие результаты ГПП дает при подготовке к гидроразрыву пластов, особенно в водонагнетательных скважинах. В ряде случаев ГПП обеспечивает более эффективное вскрытие пластов, чем кумулятивная и пулевая перфорация.

Гидропескоструйная перфорация имеет следующие недостатки: большая стоимость добычи и транспортирования отсортированного кварцевого песка (или другого высококачественного абразивного материала); применение специальных рабочих жидкостей; установка нескольких мощных насосных агрегатов и их быстрый износ от действия абразива; ограничения по глубине скважин (до 4 км) из-за недостаточной прочности НКТ и мощности насосных агрегатов; размывание цементного затрубного камня; невозможность создания депрессии во время перфорации.

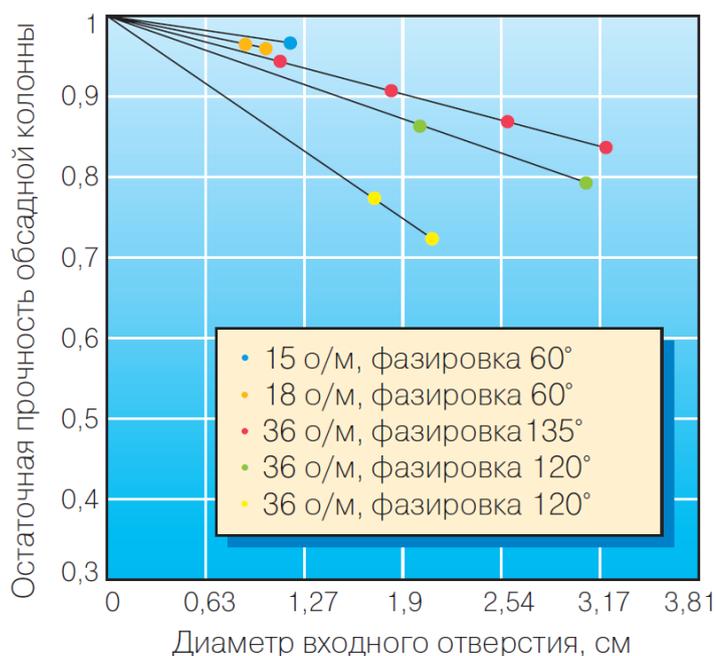
Работы по ГПП выполняют бригады по капитальному ремонту скважин. [1]

## **1.5 Заканчивание с контролем за пескопроявлениями.**

Закупорка песком — проблема, возникающая в слабых или неукрепленных песчаниках. Гель заканчивания с пескоконтролем состоит в том, чтобы устранить забивание песком при поддержании такой производительности, которая экономична, минимизирует повреждение коллектора и, таким образом, обеспечивает максимальную добычу. В зоне скважины движение песка может уменьшать проницаемость. Песок в добываемой жидкости может разрушать скважинное и поверхностное оборудование, а борьба с ним может стоить дорого. В достаточных количествах песок может образовывать пробки в подземном и поверхностном оборудовании.

Гель ПВР в этих высоко продуктивных и нередко незакрепленных песках — уменьшить градиент давления в зоне скважины во время эксплуатации. Существуют два научных направления, предлагающие способы решения данной проблемы. Общепринятый метод состоит в перфорировании таким образом, чтобы воспользоваться преимуществом защиты, предоставляемой последующей гравийной набивкой. Теоретические исследования показывают, что геометрия отверстий может быть иногда так оптимизирована, что устраняется необходимость в гравийной набивке.

При создании гравийной набивки предпочтительнее отверстия большого входного диаметра, чем несколько небольших отверстий, так как большие отверстия обеспечивают большую площадь, открытую для потока, и, следовательно, меньший перепад давления в процессе эксплуатации. Для этой цели используют перфораторы, пробивающие отверстия большого диаметра и с высокой плотностью выстрелов. Равномерное распределение выстрелов еще более уменьшает пластовое напряжение и, самое главное, сохраняет прочность колонны (рисунок 1). Вследствие высокой производительности коллектора, глубокое проникновение менее важно. Глубина проникновения достаточна, если она обеспечивает хорошее сообщение с коллектором.



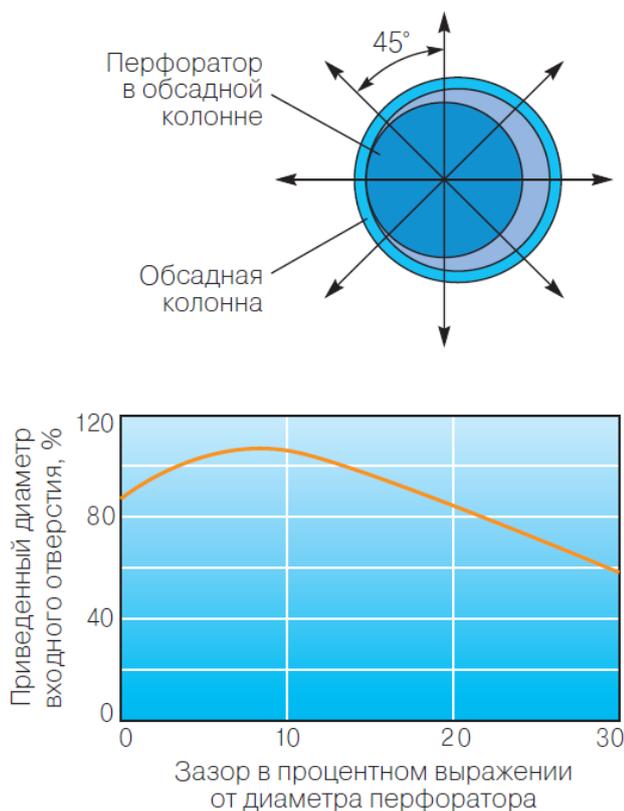
**Рисунок 1. Зависимость между диаметром входного отверстия перфорации и фазировки и прочностью обсадной колонны.**

Перфораторы HSD (с высокой плотностью выстрелов) с фазировкой 135°/45° обеспечивают наибольшую зону для притока при сохранении максимальной прочности обсадной колонны. В данном случае прочность неперфорированной обсадной колонны принимается за 1.

Для создания чистых отверстий большого диаметра эти скважины обычно перфорируются на депрессии на НКТ (TCP) с применением перфораторов с высокой плотностью выстрелов. Идеальная депрессия очистит перфорации, не разрушив пласт. Пескоконтроль, пожалуй, можно было бы обеспечить, поддерживая производительность на достаточно низком уровне, чтобы предотвратить снижение устойчивости арки (взаимосвязанных частиц) отверстий, которую можно уподобить каменной арке над дверным проемом. Однако, такая низкая производительность обычно экономически невыгодна, а арки неустойчивы, когда меняются условия потока. Вместо этого арка обычно укрепляется заполнением отверстий гравием.

При устройстве гравийной набивки цилиндрическую решетку, обернутую металлической сеткой, или гильзу с отверстиями спускают в

перфорированный интервал. Раствор гравия (строго определенного размера) с загущенным раствором закачивают в скважину. Гравий заполняет отверстия. Одним из приемов, обеспечивающих плотную набивку отверстий, является использование жидкости, которая быстро проникает в пласты через отверстия таким образом, что жидкий раствор с гравием продолжает течь, пока перфорация не заполняется полностью. Дополнительное количество жидкого раствора заполняет гравием кольцевое пространство между экраном и обсадной трубой. Перепад давления в процессе эксплуатации теперь может быть распределен между околоскважинной зоной и гравийной набивкой, что помогает уменьшать напряжение пласта.



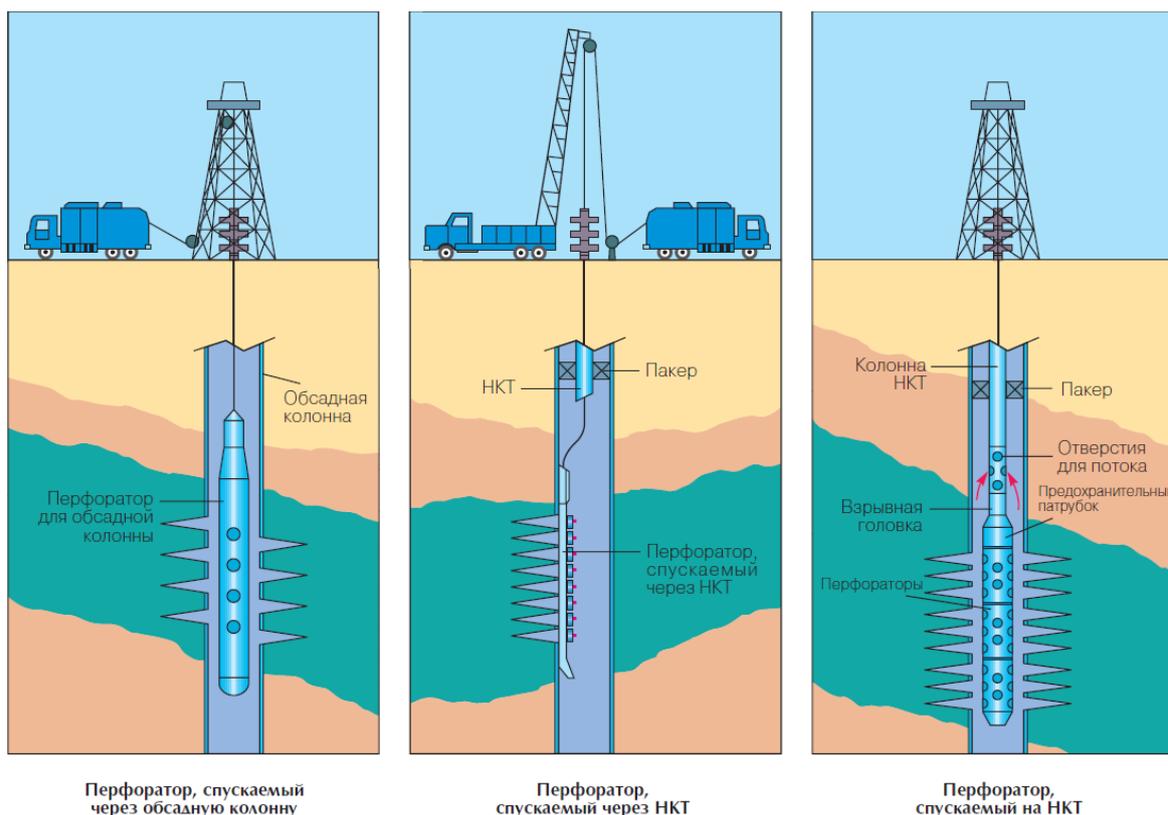
**Рисунок 2. Поперечное сечение перфоратора (вверху) и влияние зазора между перфоратором и обсадной колонной на диаметр входного отверстия при применении зарядов для перфорирования отверстий большого диаметра.**

Зазор между перфоратором и обсадной трубой существенно влияет на размер входного отверстия при применении перфораторов для пробивания отверстий большого диаметра. Неблагоприятные последствия намного

меньше при применении перфораторов с зарядами, обеспечивающими глубокое проникновение. Применение самого большого из возможных на практике перфоратора минимизирует перепад давления между пластом и гравийной набивкой (рис. 2). [13, 15, 16]

## 1.6.1 Язык перфорирования

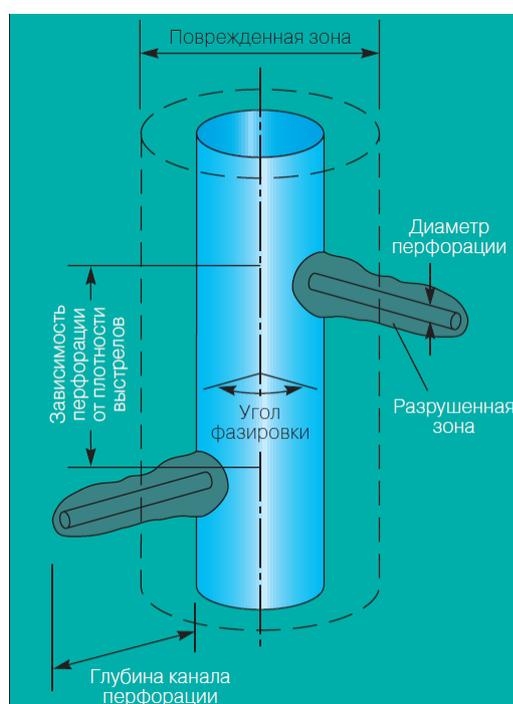
Было время, когда само описание разновидности перфорирования характеризовало и перфоратор: перфораторы, спускаемые через НКТ, перфораторы для обсадной колонны, или перфораторы, спускаемые на НКТ (ТСР) (рисунок 3). При существующем сегодня разнообразии и методов заканчивания и систем перфораторов это уже невозможно.



**Рисунок 3. Методы доставки перфораторов**

Различают два класса перфораторов: бескорпусные и корпусные. Они могут использоваться двояким образом: через НКТ, когда перфораторы спускают через эксплуатационную или испытательную колонну в обсадную колонну большего диаметра; и через обсадную колонну, когда перфораторы большего диаметра спускают непосредственно в обсадную колонну. Существуют три метода доставки перфораторов: через обсадную колонну, через НКТ и на НКТ. Перфоратор, спускаемый через НКТ, прижимается к обсадной трубе магнитом, в то время, как другие висят свободно.

Бескорпусные перфораторы спускают на кабеле, они оснащены индивидуальными кумулятивными зарядами в капсулах и устанавливаются на ленте, в трубе или вдоль кабеля. Детонатор и детонирующий шнур не защищены от воздействия скважинных жидкостей. Эти перфораторы используются исключительно для спуска через НКТ и после выстрела оставляют обломки. Они могут быть двух конструкций: «неизвлекаемые» (заряды и корпус становятся «обломками») и «полуизвлекаемые» (монтажная арматура извлекается). Бескорпусные перфораторы оснащаются более мощным зарядом, чем корпусные перфораторы того же наружного диаметра. Однако, наружный диаметр бескорпусных перфораторов обычно не превышает 2-1/2 дюймов (60 мм), потому что при необходимости использования перфораторов большего размера целесообразнее применять корпусные перфораторы, спускаемые непосредственно в обсадной колонне и имеющие заряды большего размера, создающие оптимальный угол между отверстиями (фазировка) большее число отверстий на погонный метр (плотность перфорации) (рис. 4).



**Рисунок 4. Параметры, определяющие эффективность потока при заканчивании с ПВР.**

Основные геометрические параметры, определяющие эффективность потока при заканчивании с ПВР. Четыре ключевых фактора — плотность выстрелов, угол фазировки, глубина проникания и диаметр отверстия. Производительность скважины также зависит от размера разрушенной зоны, простирается ли перфорация за нее, и насколько эффективно обломки разрушенной зоны и заряда извлекают из отверстия.

В случае корпусных перфораторов кумулятивные заряды помещают в герметичных стальных трубах. Такие перфораторы имеются для большинства размеров НКТ и обсадных колонн. Их используют через НКТ, когда обломки недопустимы, и в агрессивных средах, которые затрудняют использование бескорпусных перфораторов. Существуют четыре основных типа корпусных перфораторов:

- Перфораторы типа «scallop» так называют потому, что заряды выстреливают через отверстия в корпусе, который извлекают и выбрасывают. Перфораторы типа «scallop» опускают только на кабеле и стреляют только через НКТ. Они используются главным образом в агрессивных средах или когда обломки недопустимы.

- Перфораторы с заглушками, в которых заряды выстреливают через сменные заглушки в корпусе многократного использования. Их опускают главным образом на кабеле в целях глубокого проникновения и когда плотность перфорации (12 о/м) приемлема.

- Перфораторы с высокой плотностью выстрелов были разработаны для всех размеров обсадных колонн с целью оптимизации плотности выстрелов, размера отверстия, проникновения и фазировки. В большинстве случаев заканчивания с пескоконтролем используют перфораторы с высокой плотностью выстрелов с зарядами, предназначенными для образования больших входных отверстий. Все ПВР на НКТ (ТСП) проводят с применением перфораторов с высокой плотностью выстрелов.

- Высокоэффективные перфораторы (HEGS), опускаемые на кабеле (и являющиеся альтернативой перфораторам с заглушками), имеют более

длинные корпуса, которые быстрее заряжаются и опускаются. Наружный диаметр выпускаемых перфораторов HEGS — 3-1/8 и 4 дюйма. Его номинальные характеристики: температура — 99°C, давление — 27,6 МПа, что позволяет их применять в неглубоких скважинах. Для перфоратора наружным диаметром 4 дюйма имеется заряд, создающий канал перфорации с входным отверстием большого диаметра.

Для того чтобы выбрать оптимальный вид перфорирования и тип перфорирования, наиболее подходящие для конкретной скважины, сначала необходимо рассмотреть общее взаимодействие перфорирования и коллектора. Затем нужно взглянуть на различия в конструкции перфораторов, применяемых для каждого из трех главных видов заканчивания: естественный, стимулируемый и с контролем за пескопроявлениями. [5, 11, 12, 13, 14, 15, 16]

## 1.7 Основы взаимодействия между перфорациями и коллектором

Эффективность притока скважины после ПВР и успешность вызова притока зависит в основном от того, насколько удачно программа ПВР учитывает свойства коллектора. Программа предусматривает определение двух основных факторов:

- Соответствующий перепад давлений между коллектором и скважиной (обычно предпочтение отдается депрессии, что означает, что во время ПВР давление в скважине меньше, чем давление в коллекторе).
- Выбор перфоратора, что определяет глубину проникновения, фазировку, плотность выстрелов и диаметр входного отверстия. Относительная важность различных компонентов геометрии выстрела зависит от типа заканчивания (таблица 1).

Основное свойство коллектора, влияющее на эффективность потока — анизотропия проницаемости по какой-либо причине — в песчанике, обычно вследствие ориентации частиц по отношению к их напластованию; в карбонатах обычно вследствие трещин и стилолитов. Слои сланца, естественные разломы и повреждения призабойной зоны ствола скважины в процессе бурения, которые могут вызвать анизотропию проницаемости, рассматриваются отдельно, так как они широко распространены. В большинстве пластов вертикальная проницаемость меньше, чем горизонтальная. Во всех случаях производительность скважины увеличивают за счет применения перфораторов с высокой плотностью выстрелов.

Естественные разломы, широко распространенные в коллекторах, могут создавать высокую проницаемость даже при низкой матричной проницаемости. Однако, для поддержания производительности скважин после ПВР в трещиноватых коллекторах требуется хорошее гидравлическое сообщение между сетью трещин и перфорационными отверстиями. С точки зрения увеличения вероятности пересечения трещины, глубина проникновения представляется наиважнейшим фактором, угол фазировки

занимает второе место. Плотность выстрелов менее важна, потому что разломы образуют плоскости, и увеличивающаяся плотность не увеличивает контакт с системой трещин. В трещиноватых пластах чаще всего применяют конфигурацию перфоратора с фазировкой 60° при плотности выстрелов 15 о/м.

**Табл. 4– Тип заканчивания и геометрия выстрела**

Геометрия перфорации	Вид заканчивания		
	Укрепленное		Неукрепленное
	Естественные	С интенсификацией притока	С пескоконтролем
Плотность перфорации	1 или 2	2	2
Диаметр перфорации	3 или 4	3	1
Фазировка перфорации	3 или 4	1	3
Глубина перфорации	1 или 2	4	4

Геометрия перфорации	Изотропная проницаемость	Анизотропия		Естественные трещины	Загрязнение призабойной зоны
		По любой причине	Ламинарные сланцы		
Плотность перфорации	2	1	1	3	2
Диаметр перфорации	4	3	4	4	4
Фазировка перфорации	3	4	3	2	3
Глубина перфорации	1	2	2	1	1

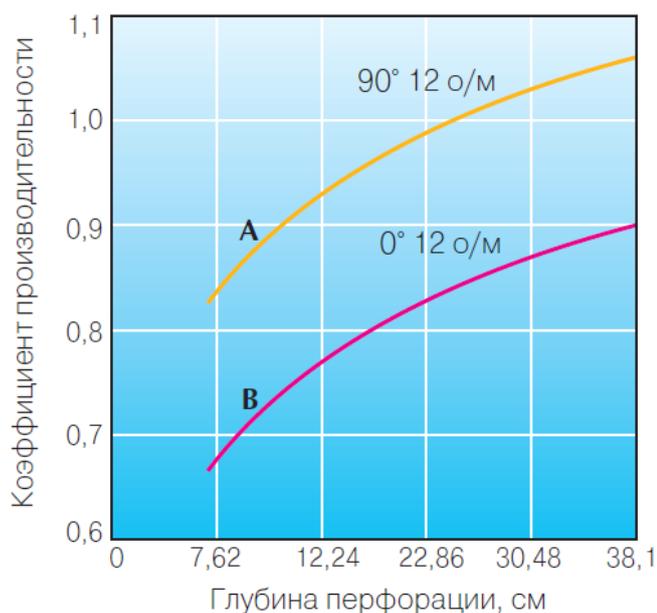
Важный геометрический аспект ПВР — глубина проникновения: простираются ли перфорационные отверстия за поврежденную зону во время бурения или они соединяют уже существующие трещины. Глубина проникновения различных кумулятивных зарядов регистрируется наземными испытаниями и во время испытаний с мишенями API под давлением. Глубина проникновения в ходе поверхностных испытаниях отличается от

проникновения под давлением в скважине. Произвольная прочность на сжатие испытательных мишеней составляет 22,75 МПа, что характеризует только наименее прочные породы коллектора (прочность пород коллектора характеризуется величинами в диапазоне от 0 до 172,4 МПа). Чтобы оценить глубину проникновения в породу произвольной прочности при боковом давлении, данные, полученные в поверхностных условиях без бокового давления, необходимо преобразовывать. Поскольку данные по проникновению в породу существуют лишь для небольшого числа сочетаний зарядов, значений прочностей породы и значений бокового давления, используют полуэмпирический подход, который предполагает использование и экспериментальных данных и теории проникновения.

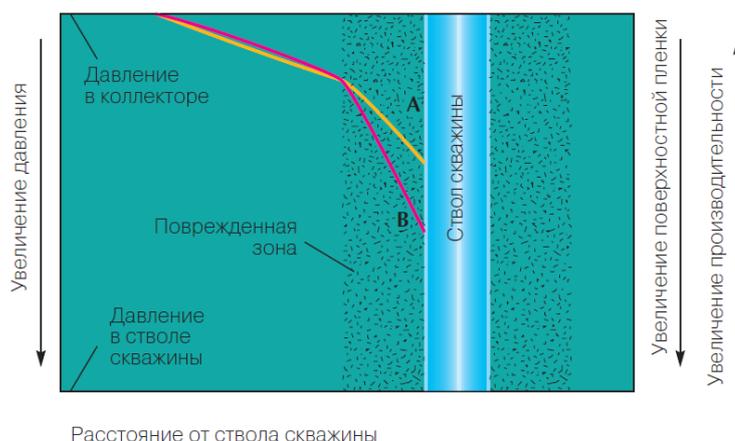
Изменение величины проникновения, вызванное боковым пластовым давлением, вычисляется по экспериментальным данным для трех видов зарядов, предварительно вычислив величину изменения вследствие пластовой прочности при нулевом боковом давлении. По этим данным получают результаты преобразования, используемые при проведении SPAN. Программа SPAN состоит из двух модулей: для расчетов глубины проникновения и вычисления производительности. В случае модуля проникновения глубина и диаметр перфорации рассчитываются в условиях забоя для любого сочетания перфоратора, заряда и размера обсадной трубы. Можно рассчитать проникновение сквозь несколько обсадных колонн. Эти параметры используют в модуле производительности для оценки ожидаемой производительности перфорирования при заканчивании.

На эффективность потока может также влиять повреждение пласта в процессе бурения, обычно рассматриваемое в контексте скин-эффекта, индекса эффективности потока, связанной со свойствами коллектора и заканчивания. Скин-эффект влияет на целый ряд факторов: сходимости потока, повреждение ствола скважины, повреждение перфорацией, частичное проникновение (перфорации интервала менее общей высоты коллектора) и угол между осью перфорационных отверстий и плоскостью пласта. Цель

состоит в том, чтобы выбрать систему перфорации для снижения воздействия скин-эффекта и, следовательно, увеличить эффективность потока (рис. 5).



**Рисунок 5. Зависимость между фазировкой и глубиной перфорации и производительностью**

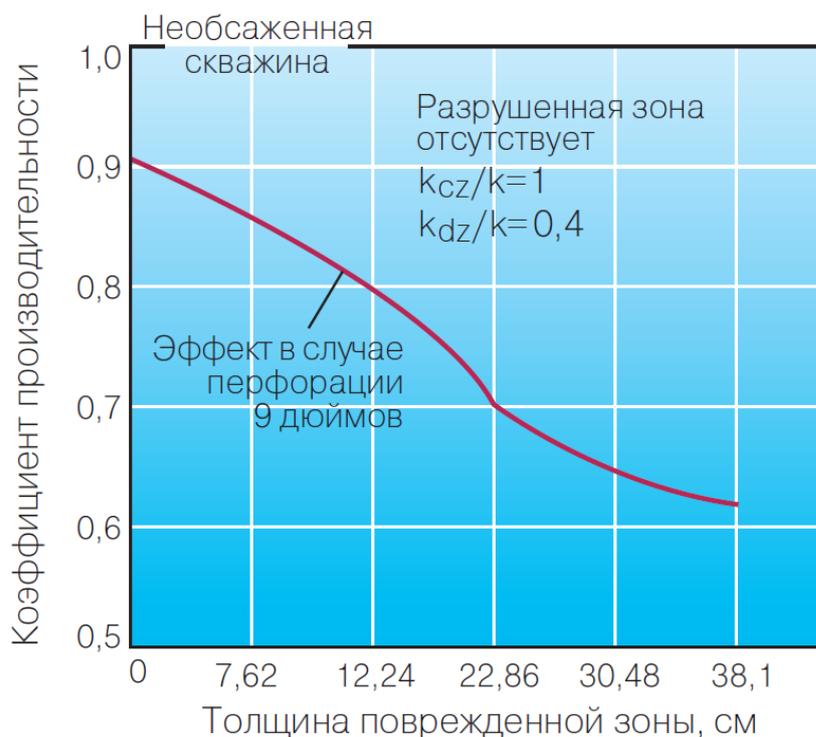


**Рисунок 6. Зависимость между забойным давлением и расстоянием от ствола скважины**

Кривые на рисунке 39 относятся к неповрежденной зоне. Повреждение обычно уменьшает абсолютные величины, однако относительно друг друга сохраняют то же самое положение. Для перфорации в фазировке 0°, величина поверхностной пленки выше в стволе скважины, потому что поток следует менее прямым путем к перфорации, чем при фазировке 90°. Перфорации с более низкой величиной поверхностной пленки распределяют снижение падения давления на большем расстоянии от ствола скважины, что

обеспечивает более высокую производительность для данного давления в скважине. На рисунке 5 представлено увеличение производительности в зависимости от глубины перфорации. В теоретическом случае при отсутствии повреждения перфорация глубиной 9 дюймов [23 см] при фазировке  $0^\circ$  имеет ту же самую производительность что и перфорация глубиной 3 дюймов [8 см] при фазировке  $90^\circ$ .

Повреждение пласта вызывается вторжением фильтрата бурового и/или цементного раствора в пласт, что создает зону более низкой эффективной проницаемости вокруг ствола скважины (рис. 6). Распространение отверстий перфорации за поврежденную зону может значительно уменьшить скин-эффект, увеличивая тем самым производительность. Однако, в случае перфораций, которые простираются за зону повреждения ствола скважины, зона повреждения уменьшает эффективную длину канала.

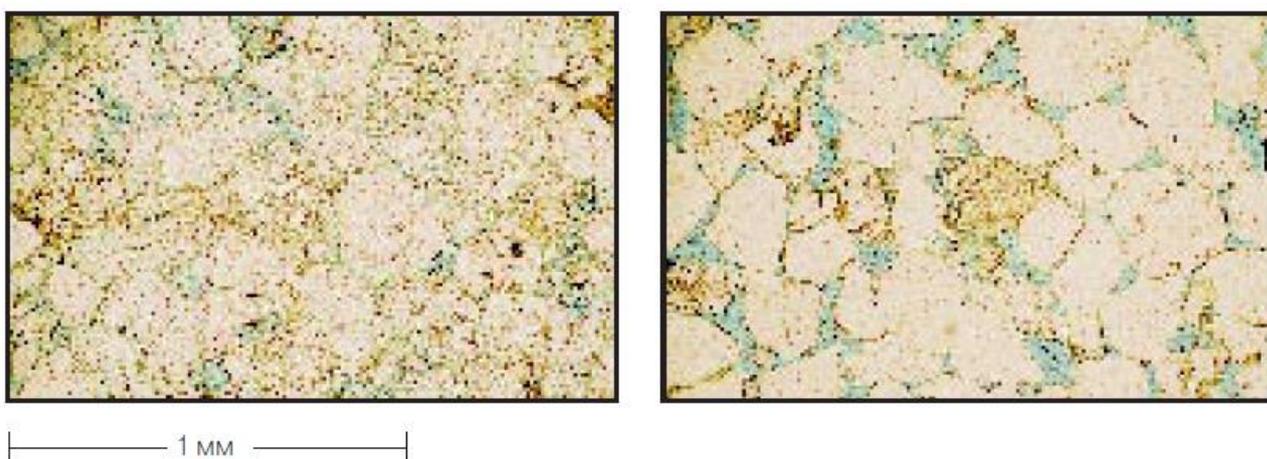


**Рисунок 7. Зависимость между коэффициентом производительности и толщиной поврежденной зоны**

Влияние поврежденной зоны около перфорированного заканчивания на производительность (при глубине перфорации 9 дюймов [23 см], фазировке

0° и плотности выстрелов 12 о/м). Снижение эффективной проницаемости в поврежденной зоне может быть предотвращено перфорациями, простирающимися в нескрытый пласт. В этом примере нет разрушенной зоны и, следовательно, проницаемость разрушенной зоны  $k_{cz}$  будет равна проницаемости нескрытого пласта  $k$ . Однако, проницаемость поврежденной зоны,  $k_{dz}$ , на 60% ниже, чем проницаемость нескрытого пласта.

В ходе ПВР вокруг перфорации создается «разрушенная зона» с меньшей проницаемостью. В лабораторных экспериментах на толщину и проницаемость разрушенной зоны влияют все различные переменные в разной степени: тип кумулятивного заряда, тип пласта и бокового давления, депрессия и условия очистки скважины. Пакнелл и Берманн установили, что проницаемость в зоне перфорации снижается, потому что микротрещиноватость замешает большие поры меньшими (рис. 8). В практике существует предположение, что при повреждении пласта на 13 мм проницаемость сокращается до 80—90%. Однако, результаты проведенных недавно экспериментов ставят это предположение под сомнение: полученные данные говорят о том, что толщина разрушенной зоны является функцией размера заряда, типа жидкости в порах и сохранения свойств проницаемости при ПВР с депрессией. [1, 3, 6, 7, 16]



**Рисунок 8. Микрофотографии шлифов породы со следами воздействия перфорирования. Слева — изображение породы около перфорации с микротрещинами. Справа — шлиф неповрежденной породы**

## 1.8 Перфорация для ГТМ

Для увеличения притока скважины применяют две процедуры стимуляции: кислотную обработку и гидроразрыв. Иногда, две процедуры объединяются в одну (acid-frac), которая повышает производительность, используя кислоту для травления поверхностей, образовавшихся в результате гидроразрыва, предотвращая полное закрытие.

Успех стимуляции зависит в значительной степени от того, в какой степени перфорация позволяет доставку агрессивных жидкостей и давления для гидроразрыва в коллектор. Ввиду того, что воздействие агрессивных жидкостей и давления должно углубить отверстия, фазировка выстрела, плотность и диаметр отверстия более важны, чем глубина проникновения. Часто используют перфорацию на депрессии, так как более чистые отверстия дают жидкостям более свободный доступ в коллектор. В некоторых случаях, например, при перфорировании на НКТ с применением перфораторов с высокой плотностью выстрелов, депрессию можно увеличить до такого уровня, когда стимуляция уже больше не требуется для увеличения производительности. Однако, возбужденные коллекторы обычно характеризуются низкой проницаемостью, что в значительной степени ограничивает подъем давления для очистки перфорационных отверстий. Дальнейшее увеличение депрессии уже не дает дополнительного эффекта при проведении чистки.

При возбуждении длинных интервалов — обычно более 12—15 метров или нескольких зон, стратегия перфорирования может изменяться. Доставка агрессивной жидкости равномерно ко всем интервалам перфорации бывает сложна. Как только жидкость поступает в зону с высокой проницаемостью, появляется дорожка, которая препятствует вызову притока в зонах с более низкой проницаемостью. В данном случае может быть использовано перфорирование с ограниченным числом отверстий. Посредством меньшего числа отверстий, распределенных по всей зоне, можно более равномерно

воздействовать на зоны различной проницаемости. Зоны с высокой проницаемостью могут принимать большее количество жидкости, чем зоны с низкой проницаемостью, но так как число отверстий меньше, можно поддерживать достаточно высокое давление для того, чтобы обрабатывались зоны с низкой проницаемостью. После стимуляции выбранная схема перфорации часто способствует оптимальной продуктивности зон.

Однородность диаметра перфорации важна для того, чтобы точно определить совокупную площадь входных отверстий в обсадной трубе. Знание совокупной площади и давления закачивания позволяет рассчитать расход потока, поступающего в пласт, необходимый для контроля за процессом стимуляции. Однородность и гладкая внутренняя поверхность отверстий также позволяет получить гнезда одного размера для шаровых уплотнителей. Такие шары делают из нейлона или твердой резины и используют для временной закупорки интервалов перфораций, поглощающих жидкость.

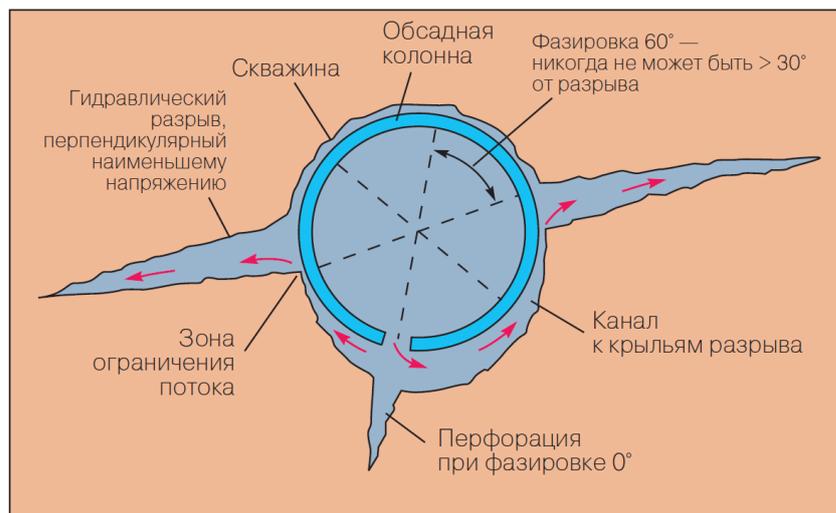
Перфораторы с ограниченным числом отверстий обычно спускают на электрическом кабеле. Система Selectric предназначена именно для этой цели. Она состоит из произвольного числа коротких однозарядных перфораторов (30 см), отстреливаемых выборочно снизу-вверх, что позволяет получить однородные входные отверстия. В отличие от других систем, в которых осечка прекращает проведение операции, эта система имеет электрические (а не механические) переключатели между перфораторами. Такие переключатели позволяют производить отстрел следующей секции перфоратора даже в случае осечки предыдущей.

Перфорация играет ключевую роль в успехе гидроразрыва. Гидроразрыв проводят в две стадии: создание разрыва подачей давления и закачивание жидкости с расклинивающим агентом, который не позволяет трещинам закрыться и обеспечивает эксплуатацию скважины. В процессе разрыва перфорационные отверстия обеспечивают доступ в разрыв расклинивающего агента. Диаметр перфорации должен быть достаточным для того чтобы предотвратить «перекрытие», накопление расклинивающего

агента, который блокирует входное отверстие, предотвращая дальнейшую обработку. Для того чтобы дать численную оценку причины перекрытия, Грусбек и Колинз провели эксперимент с целью определения минимального допустимого отношения диаметра перфорации к диаметру расклинивающего агента при различных концентрациях расклинивающего агента. Они установили, что диаметр перфорации должен быть всегда по крайней мере в два раза больше диаметра расклинивающего агента. Когда диаметр перфорации превышает по крайней мере в шесть раз диаметр расклинивающего агента, концентрацию расклинивающего агента можно увеличивать, не опасаясь перекрытия.

В ходе ряда исследований была изучена взаимосвязь между фазировкой перфорации и развитием эффективности гидроразрыва. В общем, трещины распространяются перпендикулярно к минимальному напряжению в части коллектора, не нарушенного при проходке скважины. Общий вывод: для получения идеальных результатов перфоратор следует ориентировать по направлениям максимального напряжения, таким образом, чтобы трещины, простирающиеся от отверстий, находились бы в плоскости с наименьшим сопротивлением. Методы ориентации перфораций по направлению трещин продолжают привлекать внимание исследователей. Метод для искривленных скважин был представлен Пирсоном и др. Ориентация выстрелов с фазировкой  $180^\circ$  с известной плоскостью трещин уменьшала сопротивление перфорации и значительно улучшала обработку трещины. Перфораторы устанавливались на подшипниках, что позволяло вращать их. Угол перфоратора регулировался специальным прибором или, при проведении ПВР на НКТ (ТСП), балансом, который всегда занимает нижнюю половину отверстия. Такая практика, однако, не получила широкого распространения. В настоящее время наиболее целесообразно перфорировать при фазовом угле, который увеличивает вероятность выстреливания параллельно плоскости предполагаемой трещины.

Лабораторные эксперименты Дейнеши показывают, что давления стимуляции трещин выше, когда направления трещин и перфораций не параллельны и не пересекаются. Позднее Варпинский показал, что гидроразрывы не могут находиться в той же самой плоскости, что и отверстия. Этот вывод основан на экспериментах с раскопкой мелкой перфорированной скважины с тем, чтобы посмотреть, как распространяются трещины. Варпинский установил, что если угол между направлениями отверстий и плоскостей минимального напряжения составляет более  $30^\circ$ , трещина может образоваться в направлении, не совпадающем с направлением перфорации. Это указывает на то, что угол фазировки должен быть  $60^\circ$  или меньше, таким образом, чтобы угол между направлениями перфорации и трещиной всегда был в пределах  $30^\circ$ . В пользу минимальной фазировки  $60^\circ$  выступили Берманн и Элбел в своей недавней публикации, в которой они показали, что минимальное давление начала гидроразрыва и максимальное сообщение жидкостей между отверстиями и трещинами достигается за счет минимизации «кольцевого пространства», заполненного раствором, проходящего по кольцу вокруг обсадной колонны и сообщающегося с трещиной. Это происходит, когда угол между плоскостью разрыва и перфорацией находится в пределах  $30^\circ$ , предпочтительнее в пределах  $10^\circ$  (рисунок 8). Нолте ранее отметил, что, если гидроразрыв не начинается в отверстиях, кольцевой поток может вызывать преждевременное устранение преграды (screenout) и асимметричное возникновение крыльев разрыва в направлениях наименьшего сопротивления пласта.



**Рисунок 9. Распространение трещины при однофазной фазировке**

Важность выбора угла фазировки выстрела для максимизации сообщения между перфорациями и возбужденными трещинами. Исследования разрывов и ориентации перфораций показывают, что для достижения оптимальной производительности скважины, обе величины лежат в пределах  $30^\circ$  (предпочтительнее  $10^\circ$ ). Это минимизирует давление инициирования разрыва и длину канала между перфорацией и крыльями разрыва, и увеличивает вероятность того, что трещина пойдет вдоль перфорации. С наибольшим эффектом этот оптимальный угол получают при применении перфораторов с небольшим углом фазировки и высокой плотностью выстрелов. На рисунке показано, что при фазировке  $0^\circ$  перфорация может оказаться далеко от разрыва, который имеет тенденцию находиться в плоскости, перпендикулярной наименьшему напряжению. Но в действительности, в скважинах нередко производят ПВР при применении перфораторов с фазировкой  $60^\circ$  или меньше (пунктирные линии). Это означает, что трещина никогда не находится от разрыва более, чем  $30^\circ$  (по Warpinski). [16, 18, 21]

**Главы 2, 3 являются конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании ОАО «Томскгазпром»**

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Перфорация пласта может обеспечить замену зачастую приводящих к нарушению герметичности крепи обсадных колонн, полному обводнению ПЗП скважин, и дорогостоящих (от 13 до 20 млн. руб.) гидроразрывов пластов, позволит увеличить нефтеотдачу пластов за счет оптимизации сетки разбуривания месторождений, а также сделать направленными гидроразрывы.

Экономическая эффективность будет складываться из следующих основных факторов:

- увеличение существующего дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин за счет увеличения площади эффективной зоны фильтрации и вскрытия высокопроницаемых прослоев продуктивного пласта, характеризующегося значительной послойной и зональной неоднородностью;

- снижение обводненности нефти за счет уменьшения депрессии на пласт при добыче и как следствие подтягивания в приствольную зону продуктивного пласта (ПЗП) минерализованной воды;

- уменьшение давления закачивания жидкости в системе поддержания пластового давления в нагнетательных скважинах за счет увеличения площади зоны фильтрации;

- увеличение межремонтного периода эксплуатации скважин за счет снижения темпа и времени ухудшения коллекторских свойств ПЗП, в которой будет создана по разрабатываемой технологии большая площадь зоны фильтрации.

Повышение суточного дебита нефти в результате применения разработанного объекта составляет наиболее существенную долю в величине годового экономического эффекта.

## **2.1. Технологическое обоснование экономического расчета применения ГМЩП совместно с ГРП**

На данном разделе оценена эффективность производства дополнительной перфорации перед проведением работ гидроразрыва пласта по данным, используемым компанией «НЕККО».

Расчет по комплексному воздействию на пласт исходил из соображений, что отдельные операции дополнительной перфорации были связаны с переходами на новые горизонты и не характеризуют, в целом, дополнительную добычу нефти. Как вариант, можно было использовать расчеты притока жидкости после рассматриваемой дополнительной перфорации и кумулятивной перфорации, учитывая коэффициент гидродинамического несовершенства, и узнать, насколько отличаются накопленная добыча после применения этих технологий за определенный срок. К сожалению, промысловых данных найдено не было, где бы учитывались варианты перфорации, поэтому было принято решение рассчитывать перфорацию скважины совместно с гидроразрывом пласта.

Недостатком расчета по заданной схеме является невозможность полностью оценить уникальность дополнительной перфорации. Ведь её главный плюс в возможности вскрытия пласта в условиях близкого положения ВНК, в то время как ГРП запрещено проводить в пластах, в которых ВНК располагается рядом, или толщина глинистой перемычки менее 5 метров.

Обоснование эффективности проведения мероприятий производится на основе сравнения его с базовым вариантом, в качестве которого принимается ситуация без проведения мероприятия.

Экономическими критериями эффективности проведения мероприятия являются:

- прирост потока денежной наличности;
- прирост чистой текущей стоимости,
- срок окупаемости;

- коэффициент отдачи капитала;
- чувствительность проекта к риску.

В расчете экономической эффективности мы принимаем стоимость ГМЦП –1 400 000 руб., ГРП – 1 800 000 руб. Таким образом, стоимость ГМЦП с ГРП будет равна 3,2 млн. руб.

## 2.2. Расчет эффективности применения дополнительной перфорации совместно с ГРП, проводимые компанией «НЕККО»

В таблице 5.1 приведены исходные данные для расчета показателей эффективности при ГРП.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета показателей эффективности комплексного воздействия на пласт

№	Показатели	Ед. изм.	Значения
1	Количество внедрения (скважено-операции)	шт.	3
2	Дополнительная добыча нефти	тыс. т	11,453
3	Себестоимость	тыс. руб./т	8,2
4	Цена за 1 тонну нефти в 2014 году (транснефть)	тыс. руб.	22,012
5	Стоимость проведения одной операции	млн. руб.	3,2
6	Доля условно-переменных затрат	%	46
7	Ставка налога на прибыль	%	20
8	Ставка дисконта	%	10
9	Коэффициент инфляции		0,9

Для увеличения прироста дополнительно добытой нефти прогнозируем и рассчитаем эффективность от проведения нашего мероприятия с 2014 по 2017 гг.

Экономический эффект считается в виде потока денежной наличности.

*Поток денежной наличности ПДН определяется за каждый год расчетного периода.*

$$\Delta ПДН_t = \Delta B_t - \Delta И_t - K_t - \Delta H_t, \quad (3.1)$$

где  $\Delta B_t$  – прирост выручки от проведения мероприятия в  $t$ -ом году;

$\Delta I_t$  – прирост текущих затрат в  $t$ -ом году;

$K_t$  – капитальные затраты в  $t$ -ом году, связанные с проведением мероприятия;

$\Delta H_t$  – прирост величины налоговых выплат в  $t$ -ом году.

Прирост выручки за счёт дополнительного объёма реализации нефти и газа ( $\Delta B(Q)_t$ ) можно определить по формуле:

$$\Delta B(Q)_t = \Delta Q_t \cdot C_t, \quad (3.2)$$

где  $C_t$  – цена предприятия на нефть (за 1 т) без налога на добавленную стоимость, руб.;

$\Delta Q_t (\Delta q)$  – объём дополнительной добычи, т.

*Дополнительные текущие затраты по проектному решению можно рассчитать следующим образом:*

$$\Delta I_t = I_{\Delta t} + I_{мт}, \quad (3.3)$$

где  $I_{\Delta t}$  – текущие затраты на дополнительную добычу;

$I_{мт}$  – .

$$I_{\Delta t} = \Delta Q_t \cdot Y \cdot C, \quad (3.4)$$

где  $\Delta Q_t$  – дополнительное извлечение нефти в  $t$ -ом году;

$Y$  – удельные условно-переменные затраты, тыс. руб/т;

$C$  – себестоимость 1 т нефти, тыс. руб.

$$I_{мт} = C_{обр} \cdot n, \quad (3.5)$$

где  $C_{обр}$  – стоимость одной обработки, тыс. руб.;

$n$  – количество обработанных скважин.

*Расчёт налога на прибыль можно произвести по формуле*

$$\Delta H_{нп} = \Delta \Pi_{пт} \cdot N_{нп} / 100, \quad (3.6)$$

где  $\Delta \Pi_{пт}$  – прирост прибыли от реализации продукции в результате проведения проектных мероприятий в  $t$ -м году, тыс. руб.;

$N_{нп}$  – ставка налога на прибыль, % (в соответствии с налоговым кодексом равная 20 %).

$$\Delta \Pi_{пт} = \Delta B_t - \Delta I_t - a_t, \quad (3.7)$$

где  $a_t$  – дополнительные амортизационные отчисления, начисленные в  $t$ -м году

*Капитальные затраты* – единовременные затраты и они не включаются в себестоимость продукции, связаны с финансированием НИР и приобретением основных средств.

$$K = K_{\text{ниокр}} \cdot K_{\text{осн.ср.}} \quad (3.8)$$

*Расчетный период определяется следующим образом:*

- 1) если проектное мероприятие связано с дополнительным извлечением нефти или с сокращением безвозвратных потерь, то длительность технологического эффекта принимается равной 6 годам. Если фактически технологический эффект наблюдается за более короткий период времени, например, несколько месяцев, то длительность технологического эффекта рассматривается за 1 год, то есть по фактической продолжительности;
- 2) при внедрении новой техники технологический эффект рассматривается за срок её службы;
- 3) при модернизации оборудования длительность технологического эффекта равна половине срока его службы;
- 4) во всех других случаях длительность технологического эффекта принимается равной трем годам.

Прирост накопленного потока денежной наличности (*ΔНПДН*) определяется за все годы расчётного периода:

*Коэффициент дисконтирования.*

Для учета фактора времени путем применения коэффициента дисконтирования осуществляется приведение разновременных результатов и затрат к одному моменту времени.

$$\alpha = (1 + E)^{t_p - t}, \quad (3.9)$$

где  $E$  – норма дисконта, показывает процент доходности на капитал;

$t_p$  – расчетный год;

$t$  – текущий год, показатели которого приводятся к расчетному году.

Поток денежной наличности рассчитывается нарастающим итогом до конца расчетного периода (накопленный поток денежной наличности).

$$НПДН_t = \sum ПДН_t \quad (3.10)$$

$НПДН$  умножается на коэффициент дисконтирования соответствующего года и получается показатель, который называется *чистая текущая стоимость*:

$$ЧТС_t = НПДН_t \cdot \alpha \quad (3.11)$$

$ЧТС_t$  и  $ПДН_t$  являются показателями, характеризующими выгоду предприятия от проведения мероприятия, причем  $ПДН_t$  соответствует поступлению денежных средств на расчетный счет предприятия.  $ЧТС_t$  представляет собой базу для принятия решения, при  $ЧТС_t = 0$  – внедрение мероприятия.

При обосновании одного варианта проекта для принятия решения достаточно чтобы  $ЧТС_t$  имела знак (+). При обосновании нескольких вариантов, выбор осуществляется по наибольшей величине  $ЧТС_t$ .

*Внутренняя норма рентабельности* – это такая норма дисконта, при которой  $ЧТС_t = 0$ .

Рассчитывается методом подбора. Она показывает тот предел, за которым применение данного проекта становится невыгодным.

*Расчет показателей 2014 год*

1) Прирост выручки:

$$\Delta B(Q)_t = \Delta Q_t \cdot Ц_b = 11,453 \cdot 22,012 = 252,103436 \text{ млн. руб.}$$

2) Дополнительные текущие затраты:

$$И_{\text{от}} = \Delta Q_t \cdot У \cdot С = 11,453 \cdot 0,46 \cdot 8,2 = 43,200716 \text{ млн. руб.};$$

$$И_{\text{мт}} = C_{\text{обр}} \cdot n = 3,200 \cdot 3 = 9,6 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta И_t = И_{\text{от}} + И_{\text{мт}} = 43,200716 + 9,6 = 52,800716 \text{ млн. руб.}$$

3) Налоги:

$$\Delta П_{\text{пт}} = \Delta B_t - \Delta И_t - a_t = 252,103436 - 43,200716 - 0 = 208,90272 \text{ млн. руб.};$$

$$\Delta Н_{\text{нпт}} = \Delta П_{\text{пт}} \cdot N_{\text{нп}} / 100 = 208,90272 \cdot 20 / 100 = 41,780544 \text{ млн. руб.}$$

4) Поток денежной наличности ПДН

$$\Delta ПДН_t = \Delta B_t - \Delta I_t - K_t - \Delta H_{npt} = 252,103436 - 52,800716 - 0 - 41,780544 = 157,522176 \text{ млн. руб.}$$

5) Коэффициент дисконтирования

$$\text{Для 2014 года } \alpha = 1/(1+E)^{t-t} = 1/(1+0,10)^0 = 1$$

$$\text{Для 2015 года } \alpha = 1/(1+E)^{t-t} = 1/(1+0,10) = 0,909$$

б) Накопленный поток денежной наличности

$$НПДН_t = \Sigma ПДН_t = 157,522176 \text{ млн. руб.}$$

7) Чистая текущая стоимость

Для 2014 года

$$ЧТС_t = НПДН_t \cdot \alpha = 157,522176 \cdot 1 = 157,522176 \text{ млн. руб.}$$

Для 2015 года

$$ЧТС_t = НПДН_t \cdot \alpha = 264,464992 \cdot 0,909 = 240,3986777 \text{ млн. руб.}$$

Аналогично расчет ведется и на 2015, 2016 и 2017 год. Результаты расчета НПДН<sub>t</sub> и ЧТС<sub>t</sub> представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета эффективности применения дополнительной перфорации совместно с ГРП

№	Показатели	Ед. изм.	Годы разработки			
			2015	2016	2017	
1	Объём дополнительной добычи нефти (газа)	тыс. т.	11,5	8,6	5,7	2,9
2	Выручка от реализации	млн. руб.	252,1	166,1	83,0	41,5
3	текущие затраты на дополнительную добычу	млн. руб.	43,2	32,4	21,6	10,8
4	затраты на проведение работ по реализации мероприятия	млн. руб.	9,6	0,0	0,0	0,0
5	Суммарные текущие затраты	млн. руб.	52,8	32,4	21,6	10,8
6	Налоги	млн. руб.	41,8	26,7	12,3	6,1
7	ПДН	млн. руб.	157,5	106,9	49,2	24,6
8	НПДН	млн. руб.	157,5	264,5	313,6	338,2
9	Коэффициент дисконтирования	доли ед.	1,0	0,9	0,8	0,8
10	ЧТС	млн. руб.	157,5	240,4	259,1	254,0

По результатам расчета строятся профили НПДН и ЧТС. График представлен на рисунке 3.1.

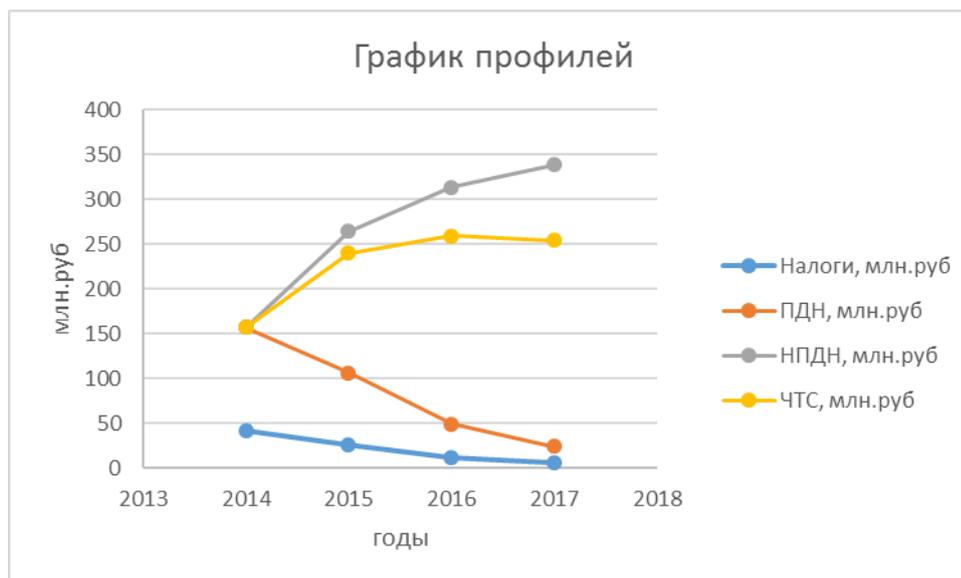


Рисунок 5.1 – График профилей НДС и ЧТС

Анализируя профили НДС и ЧТС, можно сделать вывод, что данное мероприятие рационально проводить на данном этапе разработки с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

### 2.3. Выводы

В настоящей главе произведен расчет экономической эффективности применения дополнительной перфорации совместно с ГРП проводимые компанией «НЕККО». Обоснование эффективности проведения мероприятий производится на основе сравнения его с базовым вариантом, в качестве которого принимается ситуация без проведения мероприятия. Конечными результатами расчетов являются НДС и ЧТС. Проанализированы профили НДС и ЧТС, построенные по результатам расчетов за 2014-2017 гг., а также сделан вывод, что мероприятие рационально проводить на данном этапе разработки с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

### **3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

При разработке низкопроницаемых коллекторов все большее применение находят технологии, связанные с разработкой залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти. В связи с этим возникает необходимость оценки ПВР (прострелочно–взрывные работы) на процесс извлечения нефти.

Рабочей зоной инженера по ПВР является куст, скважина. Основной деятельностью инженера по ПВР является поддержание правильного режима; контроль параметров ПВР; разборка, ремонт и сборка оборудования и арматуры; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий в зимний период;

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

#### **5.1.Производственная безопасность**

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 13 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ПВР».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) [3]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

#### **5.1.1 Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению**

Для анализа вредных факторов рабочей зоны рассмотрим основные элементы производственного процесса, приведенные в таблице 10.

**Таблица 10 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ПВР**

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов простого нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого для ПВР (прострелочно–взрывные работы). 2. Обработка паром высокого давления оборудования скважин и выкидных линий; 3. Контроль параметров ПВР; 4. Расшифровка показаний приборов контроля и автоматики.	1.Превышение уровней вибрации; 2.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2.Электрический ток; 3.Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.003-83 [1]. ГОСТ 12.1.012-90 [2]. ГОСТ 12.1.005-88[4]. ГОСТ 12.1.030-81 [5]. ГОСТ 12.4.011-89[6]. ГОСТ 12.2.062-81[7]. ГОСТ 12.2.003-91[8]. ГОСТ 12.1.038-82[10]. ГОСТ 12.1.019-79[11]. ГОСТ 12.1.004-91[15]. ГОСТ 12.1.011-78[16]. ГОСТ 12.1.010-76[17].

### Превышение уровней вибрации

В непосредственной близости от места проведения ПВР (прострелочно–взрывные работы) находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-83[1] (1999). При осуществлении ПВР пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости глушения и просывки. Согласно ГОСТ 12.1.012-90[2] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ПВР составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрезиненные втулки);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание).

## Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в Парабельского районе составляет: в июле плюс 14-20° С, в январе минус 25-45° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 11.

**Таблица 11 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [3]**

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	- 40
Не более 5,0	- 35
5,1–10,0	- 25
10,0–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет сою

функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

### **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

При ПВР есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л [3]. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании

человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 12.

**Таблица 12. Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти [24]**

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин – сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин – сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание.

Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

### **5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм[23]:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[4] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов (ГОСТ 12.2.003-91[5])

## Электрический ток

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека[20]:

- **Термическое действие** - подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.
- **Электролитическое действие** - проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.
- **Биологическое действие** - вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82[16].

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях[6]:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к токоведущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением

жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см<sup>2</sup>.

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59) электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

### **Пожароопасность и взрывоопасность**

Источником пожара на нефтяных кустах может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и вследствие нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д.

Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход. Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило, сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от

2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) [13].

Кусты скважин, где производятся работы, должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

## 5.2. Экологическая безопасность

**Таблица 13. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении ПВР [21]**

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Не комплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

### 5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного 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.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста; незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;
- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося газонефтеводопроявления необходимо (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] [25] с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

- 1) герметизировать устье скважины превенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

- 2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

- 3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого

избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбуривании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом — шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки.

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

#### **5.4. Законодательное регулирование проектных решений**

Нефтяные и газовые скважины, как и любой предмет человеческой деятельности, несет негативный вред на окружающую среду. И кроме правил и норм эксплуатации скважин, для снижения воздействий на экологию, органами государственной власти приняты ряд законов, регулирующих деятельность нефтеперекачивающих компаний и обслуживающих организаций.

Точно так же, с законодательной стороны регулируются и действия организаций в случае чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [9].

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Целями настоящего Федерального закона являются:

- предупреждение возникновения и развития чрезвычайных ситуаций;
- снижение размеров ущерба и потерь от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;
- разграничение полномочий в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления и организациями.

Основными задачами единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций являются:

- разработка и реализация правовых и экономических норм по обеспечению защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;

- осуществление целевых и научно-технических программ, направленных на предупреждение чрезвычайных ситуаций и повышение устойчивости функционирования организаций, а также объектов социального назначения в чрезвычайных ситуациях;
- обеспечение готовности к действиям органов управления, сил и средств, предназначенных и выделяемых для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- сбор, обработка, обмен и выдача информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- подготовка населения к действиям в чрезвычайных ситуациях, в том числе организация разъяснительной и профилактической работы среди населения в целях предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций;
- организация оповещения населения о чрезвычайных ситуациях и информирования населения о чрезвычайных ситуациях, в том числе экстренного оповещения населения;
- прогнозирование угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций, оценка социально-экономических последствий чрезвычайных ситуаций;
- создание резервов финансовых и материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- осуществление государственной экспертизы, государственного надзора в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;
- осуществление мероприятий по социальной защите населения, пострадавшего от чрезвычайных ситуаций, проведение гуманитарных акций;
- реализация прав и обязанностей населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций, а также лиц, непосредственно участвующих в их ликвидации;
- международное сотрудничество в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций.

### **Заключение**

1. Наличие большого разнообразия перфораторов предоставляет технические возможности для успешного решения проблем вторичного вскрытия пластов в различных геолого-технических условиях. Однако отсутствие научно обоснованного методического и технологического обеспечения не позволяет эффективно использовать возможности прострелочно-взрывной аппаратуры и выполнять перфорацию с получением максимально высоких коэффициентов гидродинамического совершенства вскрытия наряду с повышением экономической эффективности работ.

2. Для обеспечения высокого качества вторичного вскрытия пластов требуется использование методики МакЛеода. Критериями при ее выборе рекомендуется считать способность породы (коллектора) к дилатантному уплотнению и разуплотнению, которая зависит от ФЭС коллектора, в частности, от коэффициентов пористости и проницаемости.

3. Технология вторичного вскрытия пластов под насосом позволяет исключить лишние дорогостоящие операции по глушению и последующему освоению скважин, а также создать оптимальную депрессию для качественной очистки перфорационных каналов и ПЗП. Результатом проведения такой перфорации являются значительное сокращение сроков освоения и увеличение дебитов скважин.

### **Список использованной литературы:**

1. Аммян В.А. Повышение нефтеотдачи пластов путем совершенствования их вскрытия и освоения. / Аммян В.А., Васильева Н.П., Джавадян А.А. // РНТС Бурение. - М.; ВНИИОЭНГ, 1977. - № 5. - С. 3-44.
2. Аммян В.А. Влияние свойств промывочных жидкостей на проницаемость коллектора в процессе вскрытия пласта./ Аммян В. А., Васильева Н.П. // Вопросы вскрытия нефтяного пласта. - М.; ВНИИОЭНГ, 1965. - № 1, С. 1-4.
3. Ахмедов З.М. Исследование влияния буровых растворов на коллекторские свойства трещиноватых пород при их вскрытии бурением. / Ахмедов З.М., Халиков З.А. и др. // НТС Нефть и газ. - М.; ВНИИОЭНГ, 1977. - №9. - С. 21-24.
4. Булатов А.И. Справочник по бурению: В 2 т./ Булатов А.И., Аветисов А.Г. М.; Недра, 1985. -2т. -414с.
5. Барский И.М. Применение метода магнитных индикаторов для контроля за проведением перфорационных работ. / Барский И.М. и др.// Нефтепромысловая геофизика: сборник статей. - Уфа, 1978. - №. 8. - С.68-73.
6. Басниев К.С. Подземная гидравлика./ Басниев К.С. и др. - М.; Недра, 1986. - С. 303.
7. Бовт А.С. и др. Отчет по теме: «Реакция цементированных пород коллекторов на импульсно-взрывные нагрузки» 753 Д., 1999.
8. Бокарев С.А. Физико-геологические модели продуктивных пластов-коллекторов - основа проектирования их оптимального вскрытия и опробования. / Бокарев С. А., Савко В. Г. // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.; ВНИИОЭНГ, 2008. - №5,- С. 29-37.
9. Бруслов А.Ю. Вторичное вскрытие при депрессии: американский опыт./ Бруслов А.Ю. - AGIO oil and gas corporation, 1995.
10. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин. / Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. -М., Недра, 1984. - С. 269.

11. Горбенко Л.А. Кабели и провода для геофизических работ. / Горбенко Л.А., Месенжник ЯЗ. - М.; Энергия, 1977. - С. 192.
12. Горшунов Л.М. Электромагнитные возмущения при взрывах. / Горшунов Л.М. и др. // ЖЭТФ, т. 53, вып. 3, (9). - 1967.
13. Григорян Н.Г. Прострелочные и взрывные работы в скважинах./ Григорян Н.Г. и др. - М.; Недра, 1980. - С.263.
14. Григорян Н.Г. Вскрытие пластов стреляющими перфораторами. - М.; Недра, 1982. -С. 263.
15. Гайворонский И.Н. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и апробирование./ Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахеев В.С. - М.; Геоинформмарк, 2000. - С. 364.
16. Техническая инструкция по прострелочно-взрывным работам в скважинах. - М.; Недра, 1978. -С.63.
17. Томашов Н.Д. Теория коррозии и защита металлов./ Томашов Н.Д. - М.; Изд. АН СССР, 1959. - С.591.
18. Фридляндер Л.Я. Прострелочно-взрывная аппаратура и ее применение в скважинах. / Фридляндер Л.Я. - М.; Недра, 1985. - С. 136.
19. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта./ Чекалюк Э.Б. - М.; Недра, 1965. - С.240.
20. Череминский Г. А. Прикладная геометрия. / Череминский Г. А. - Л.; Недра, 1977.-С. 181.
21. Чарли Косад. Выбор стратегии перфорирования. /Чарли Косад.// Нефтегазовое обозрение: весна. - 1998.
22. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов./ Ханин А.А. - М.; Недра, 1976. - С. 278.