

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|--|
| Оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи на Приразломном нефтяном месторождении (ХМАО) |

УДК 622.276.6-027.236(571.122)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| 2Б5Д | Андреев Дмитрий Вячеславович | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Шарф Ирина Валерьевна | К.Э.Н. | | |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Пулькина Наталья Эдуардовна | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Кашук Ирина Владимировна | К.Т.Н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|---|---|--|
| <i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i> | | |
| P1 | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А) |
| P2 | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15. |
| P3 | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
| P4 | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е) |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i> | | |
| P5 | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15) |
| P6 | внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12) |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i> | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d) |
| P8 | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22) |

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|--|--|---|
| | <i>ресурсов</i> | |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i> | | |
| <i>P9</i> | <i>Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i> | <i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i> |
| <i>P10</i> | <i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i> | <i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i> |
| <i>в области проектной деятельности</i> | | |
| <i>P11</i> | <i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i> | <i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i> |

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

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

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------------|
| 2Б5Д | Андреев Дмитрий Вячеславович |

Тема работы:

| | |
|--|---------------------------|
| Оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи на Приразломном нефтяном месторождении (ХМАО) | |
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | № 2022/с от 18.03.2019 г. |

| | |
|--|----------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 14.06.19 |
|--|----------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---------------------------------|---|
| Исходные данные к работе | Пакет технологической информации по Приразломному месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература. |
|---------------------------------|---|

| | |
|---|--|
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | 1. Геолого-физическая характеристика месторождения 2. Состояние разработки Приразломного месторождения 3. Потокоотклоняющие технологии 4. Бурение горизонтальных скважин 5. Гидравлический разрыв пласта 6. Анализ эффективности применяемых методов 7. Анализ работы горизонтальных скважин 8. Анализ эффективности зарезки боковых стволов 9. Эффективность технологии ГРП 10. Обоснование экономической эффективности ГРП 11. Производственная безопасность |
|---|--|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

| Раздел | Консультант |
|--|---|
| Сведения о Приразломном месторождении. Методы увеличения нефтеотдачи. Оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на Приразломном нефтяном месторождении. | Пулькина Наталья Эдуардовна |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Владимировна |
| Социальная ответственность | Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна |

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

| |
|--|
| Сведения о Приразломном месторождении. |
| Методы увеличения нефтеотдачи. |
| Оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на Приразломном нефтяном месторождении. |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 19.03.2019 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель / консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Шарф Ирина Валерьевна | к.э.н. | | |
| Старший преподаватель | Пулькина Наталья Эдуардовна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| 2Б5Д | Андреев Дмитрий Вячеславович | | |

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года) _____

Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 14.06.2019 |
|--|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|--|------------------------------------|
| 30.03.2019 | <i>Сведения о Приразломном месторождении</i> | 15 |
| 20.04.2019 | <i>Методы увеличения нефтеотдачи</i> | 20 |
| 02.05.2019 | <i>Оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на Приразломном нефтяном месторождении</i> | 25 |
| 11.05.2019 | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i> | 15 |
| 17.05.2019 | <i>Социальная ответственность</i> | 15 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Шарф Ирина Валерьевна | К.Э.Н. | | |

Консультант

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|-----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Пулькина Наталья Эдуардовна | | | |

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | | | |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 страниц, 19 рисунков, 16 таблиц и 26 источников.

Ключевые слова: Приразломное месторождение, пласт, методы увеличения нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта, зарезка боковых стволов, бурение горизонтальных скважин, потокоотклоняющие технологии.

Объектом исследования является продуктивный пласт БС₄₋₅ Приразломного месторождения.

Целью работы является обоснование применения методов увеличения нефтеотдачи, а также сравнение и оценка их эффективности по пласту БС₄₋₅ Приразломного нефтяного месторождения.

В процессе работы проводился анализ геолого-физической характеристики месторождения. Проведен теоретический обзор методов увеличения нефтеотдачи. Проведена оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пласта БС₄₋₅ Приразломного месторождения. В результате исследования были выявлены наиболее эффективные МУН.

В экономической части проведен расчет экономической эффективности проведения ГРП.

Результаты анализа эффективности применения МУН на Приразломном месторождении имеет практическую значимость для разработки месторождений со схожими геологическими характеристиками.

Обозначения, определения и сокращения

ПЗП – призабойная зона пласта;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ПАВ – поверхностно – активные вещества;

ГС – горизонтальная скважина;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ЗБС – зарезка боковых стволов;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ППД – поддержание пластового давления;

ННС – наклонно-направленная скважина;

ПАА – полиакриламид;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ЧДД – чистый дисконтированный поток;

ИД – индекс доходности;

ПДК – предельно – допустимая концентрация;

ПДВ – предельно допустимый выброс;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ТБ – техника безопасности;

ГОСТ – государственный стандарт;

Оглавление

| | |
|---|----|
| Введение | 10 |
| 1 Сведения о Приразломном месторождении | 11 |
| 2 Методы увеличения нефтеотдачи | 12 |
| 2.1 Выбор методов увеличения нефтеотдачи | 12 |
| 2.2 Потокоотклоняющие технологии | 13 |
| 2.3 Гидравлический разрыв пласта (ГРП)..... | 14 |
| 2.4 Бурение горизонтальных скважин | 27 |
| 2.5 Эффективность горизонтальных скважин с применением гидроразрыва пласта на примере Приобского нефтяного месторождения | 28 |
| 2.6 Анализ эффективности проведенных мероприятий ГРП на примере Приобского месторождения | 30 |
| 3 Оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на Приразломном нефтяном месторождении..... | 34 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | 36 |
| 4.1 Обоснование экономической эффективности ГРП | 38 |
| 4.2 Расчёт экономических затрат на проведение ГРП | 39 |
| 4.3 Расчёт экономического эффекта от проведения ГРП..... | 39 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ | 46 |
| 5.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ..... | 46 |
| 5.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ | 48 |
| 5.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ..... | 53 |
| 5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ..... | 55 |
| Заключение | 57 |
| Список использованных источников | 58 |

Введение

В настоящее время в России все большее количество запасов нефти относят к категории трудноизвлекаемым. Основная часть нефти извлекается из неоднородных, с высокой степенью расчлененности коллекторов. Правильно подобранный метод под заданные условия месторождения, позволит вовлечь в разработку ранее не затронутые запасы.

При разработке нефтяных месторождений, компании всегда стремятся максимально возможно извлечь природные запасы нефти и газа из недр земли. Добиться желаемых результатов по добычи нефти можно с помощью методов по увеличению нефтеотдачи.

Объектом исследования данной работы является пласт БС₄₋₅ Приразломного месторождения. Месторождение имеет особые геолого-физические характеристики, при которых наиболее актуально использование МУН. Так как месторождение находится на активной стадии разбуривания, применение методов увеличения нефтеотдачи помогает непрерывному росту объемов добычи и получения максимальных значений.

Главная задача при исследовании пласта БС₄₋₅ выявить наиболее эффективные методы увеличения нефтеотдачи и дать им оценку. Необходимо чтобы выбранный метод был экономически и технологически эффективен.

Результаты анализа проведенных работ помогут правильно подобрать метод под заданные условия месторождения, позволит вовлечь в разработку ранее не затронутые запасы.

Наиболее эффективным из всех применяемых методов является зарезка боковых стволов. По количеству проведенных операций ГРП является лидером по сравнению с другими методами.

1 Сведения о Приразломном месторождении

Данная глава исключена так как она содержит коммерческую тайну

2 Методы увеличения нефтеотдачи

2.1 Выбор методов увеличения нефтеотдачи

Выбор метода воздействия на нефтяные залежи определяется рядом факторов, наиболее существенными из которых являются геолого-физические характеристики залежей, технологические возможности осуществления метода на данном месторождении и экономические критерии.

Методы воздействия на пласт имеют многочисленные модификации и, в своей основе, базируются на огромном наборе составов используемых рабочих агентов. Поэтому при анализе существующих методов воздействия имеет смысл, в первую очередь, использовать опыт разработки месторождений Ханты-Мансийского автономного округа и Западной Сибири, а также месторождений других регионов с аналогичными Приразломному месторождению свойствами коллекторов (в первую очередь низкую проницаемость коллекторов и высокую неоднородность) и пластовых флюидов. В зависимости от данных условий все методы увеличения нефтеотдачи разделяют на несколько видов: физико-химические, газовые, тепловые и гидродинамические в соответствии с таблицей 2.1 [2].

Таблица 2.1 – Распределение методов увеличения нефтеотдачи

| Методы увеличения нефтеотдачи | | | |
|--|---|-----------------------------------|---|
| Физико-химические | Газовые | Тепловые | Гидродинамические |
| Вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы) | Воздействие на пласт двуокисью углерода | Паротепловое воздействие на пласт | Изменение направления фильтрационных потоков |
| Вытеснение нефти растворами полимеров | Воздействие на пласт углеводородным газом | Внутрипластовое горение | Вовлечение в разработку недренируемых запасов |

| | | | |
|--|--|-----------------------------------|---|
| Вытеснение нефти щёлочными растворами | Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др. | Вытеснение нефти горячей водой | Нестационарное (циклическое) заводнение |
| Вытеснение нефти композициями химических реагентов | - | Пароциклические обработки скважин | Форсированный отбор жидкости |
| Вытеснение нефти растворителями | - | - | - |

2.2 Потокоотклоняющие технологии

Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины. Данные технологии активно используются в России с 80-х годов прошлого века и в настоящее время практически 100% методов химического заводнения в России связано именно с этими технологиями. В стране применяется около 100 разновидностей ПОТ. Их можно разбить на несколько групп по механизму воздействия на коллектор пласта и классифицировать по типу используемого агента.

В России выполнены десятки тысяч обработок скважин с использованием потокоотклоняющих технологий. На крупных месторождениях число их может достигать сотен в год. Консолидированная оценка эффективности применения различных ПОТ определяется значительным разнообразием строения и характеристик месторождений, на которых они применялись. Анализ результатов использования ПОТ в России показывает, что их эффективность

существенно различается. Как правило, она оценивается в виде или удельной добычи тонны нефти на тонну используемого реагента, или в виде дополнительной добычи нефти на одну обработанную скважину.

Часто ПОТ рассматриваются как МУН, но используются локально на отдельных участках месторождения. Иногда производится оценка изменения КИН по таким участкам воздействия. Но такие оценки, даже для замкнутых участков, представляются недостаточно точными вследствие влияния иных технологических факторов на извлечение нефти, а также незначительных 32 объемов воздействия на пласт. Кроме того, в подавляющем большинстве случаев в качестве основного метода оценки эффекта от применения указанных технологий воздействия на пласт использовался «метод характеристик».

Наряду с многочисленными примерами высокой эффективности реализации ПОТ имеется и немало результатов с явно завышенным расчетным эффектом. Как уже отмечалось выше, в ходе разработки месторождений различные воздействия на пласт технологического характера способны вызвать изменения в показателях работы скважин гораздо более существенные, чем воздействие от проведенных обработок призабойных зон скважин по методу ПОТ. Кроме того, во многих случаях ПОТ и не могли дать эффект, исходя из условий их применения: строения и геолого-физической характеристики пластов, состояния фонда скважин реализуемой системы разработки.

Потокоотклоняющие технологии широко применяются ввиду простоты и низких затрат на их реализацию, а также благодаря эффекту сокращения обводненности скважин во многих случаях. Тем не менее, не следует считать их кардинальным средством для воздействия на весь объем пласта и существенного увеличения охвата пласта [3].

2.3 Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

2.3.1 Обоснование и сущность применения ГРП

Для того чтобы дебит скважины стал больше, необходимо воздействовать на призабойную зону скважин. В приоритете должны стоять задачи по сохранению и повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти для того, чтобы гарантировать высокий уровень добычи нефти и газа.

В большинстве случаев для этого необходимо осуществлять интенсификацию притока, позволяющая очистить призабойную зону, которая была загрязнена после разбуривания, цементирования, освоения и ремонта после продолжительной эксплуатации. Для того, чтобы восстановить проницаемость продуктивных отложений, нужно провести комплекс химических и физико – химических операций, которые воздействуют на призабойную зону пласта. В связи с тем, что есть достаточно много причин нарушения гидродинамической связи пласта со скважинами, в современное время исследованы и используется большое число способов устранения этих нарушений.

Самым распространенным способом при разработке низкопроницаемых коллекторов на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа является гидравлический разрыв пласта (ГРП) – геолого-техническое мероприятие позволяющее «оживить» скважины, на которых добыча нефти невозможна или малорентабельна.

Основой применения ГРП является нагнетание в ПЗП под таким давлением, при котором порода разрывается в местах минимальной прочности. Причем это давление больше пластового в 1,5 – 2 раза. В результате этого воздействия могут появиться так и новые искусственные трещины, так и расширятся естественные. После появления трещины, давление флюида увеличивает ее, связывая с системой природных трещин, не вскрытых скважиной и с зонами повышенной проницаемости. Площадь дренажа скважины расширяется, что способствует повышению дебита скважины [4].

2.3.2 Критерии выбора скважин при проведении ГРП

Для проведения ГРП предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям. Последние в

комплексе позволяют с высокой вероятностью обеспечить интенсификацию добычи нефти. Критерии сгруппированы отталкиваясь от показателей Приразломного месторождения:

- эффективная толщина пласта не менее 5 м;
- отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
- продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8-10 м;
- удаленность скважины от ГНК (газонефтяной контакт) и ВНК (водонефтяной контакт) должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
- накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20% от удельных извлекаемых запасов;
- расчлененность продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) - не более 3-5;
- скважина должна быть технически исправна, как состояние эксплуатационной колонны, так и сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным в интервале выше и ниже фильтра на 50 м;
- проницаемость пласта не более $0,03 \text{ мкм}^2$ при вязкости нефти в пластовых условиях не более $5 \text{ Мпа} \cdot \text{с}$.

2.3.3 Оборудование, необходимое при ГРП

Для того, чтобы провести гидравлический разрыв пласта используются насосные агрегаты с рабочим давлением в 70 МПа для закачки жидкости в пласт типа 4АН – 700, которые установлены на грузовых машинах, которые обладают грузоподъемностью около 10 – 12 т. Насос работает от дизельного двигателя, мощность которого составляет 588 кВт.

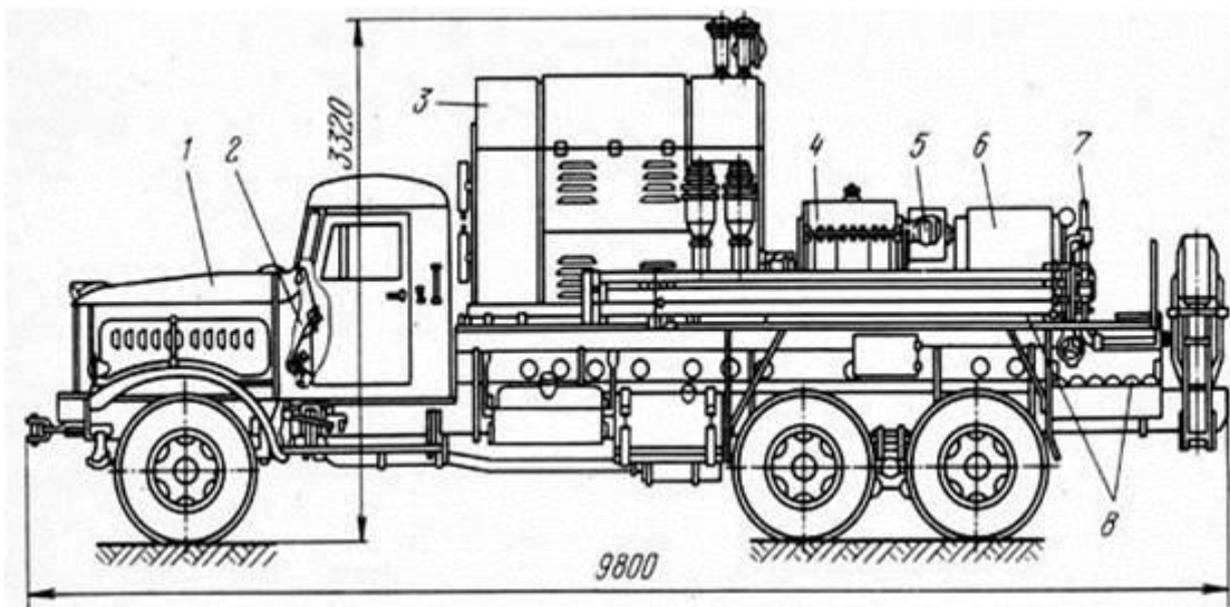


Рисунок 2.1 – Насосный агрегат 4АН – 700

1 – грузовая машина с базой КрАз; 2 – кабина управления; 3 – силовой агрегат; 4 – коробка скоростей; 5 – муфта сцепления; 6 – насосный агрегат; 7 – выкидной манифольд; 8 – соединительные трубы высокого давления

Для того, чтобы добиться максимальной скорости жидкости разрыва используют дополнительный вспомогательный агрегат [4]. Для приготовления и закачки жидкости – песконосителя, а также дозированной подачи песка (до 9 т) в трещину используют пескосмесительный агрегат вида 4ПА, который также установлен на грузовой машине типа КрАз.

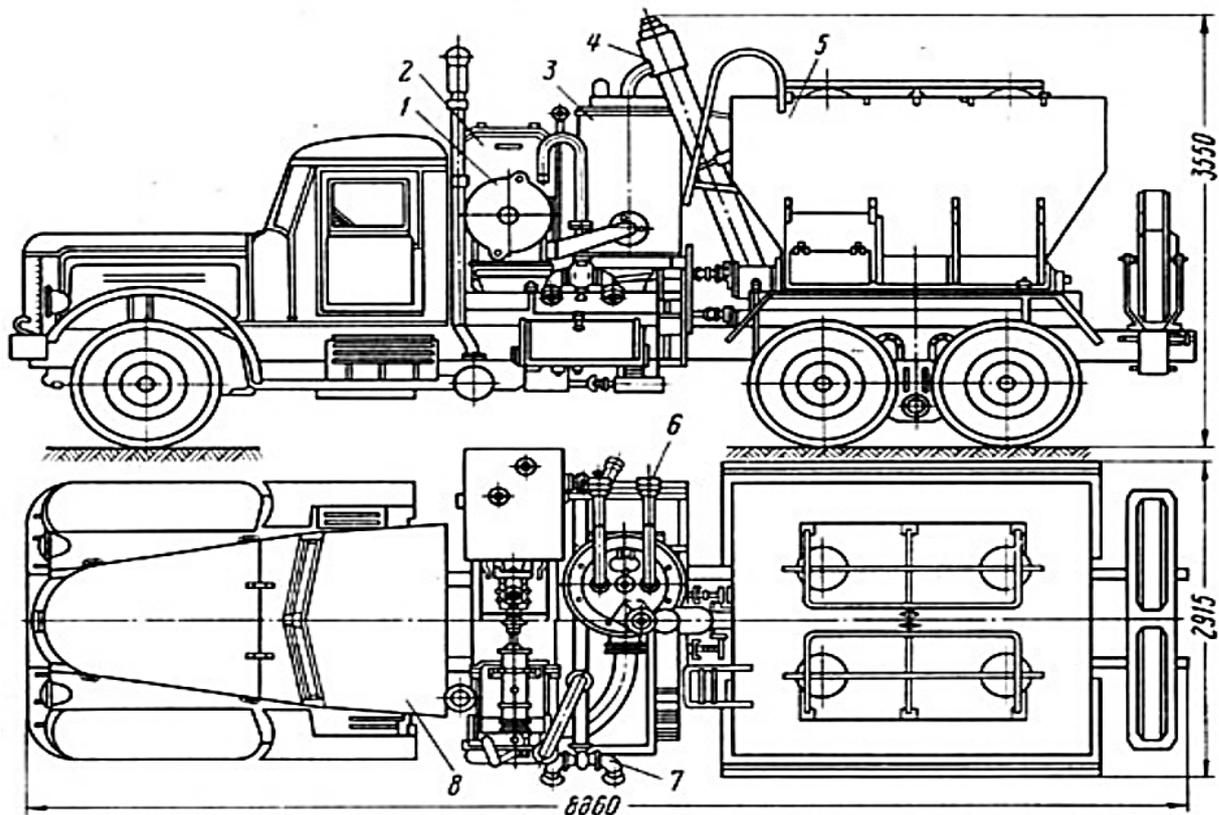


Рисунок 2.2 – Пескосмесительный агрегат 4ПА

1 – ЦН 4ПС; 2 – силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 – устройство, предназначенное для приготовления жидкости - песконосителя; 4 – наклонный шнек; 5 – бункер для песка; 6 – приемный трубопровод; 7 – раздаточный трубопровод; 8 – грузовая машина КрАЗ-257

Блоки манифольдов типа 1БМ-700 или 1БМ-700С (для обвязки нескольких насосных агрегатов с устьем скважины). Первый работает в районах с умеренным климатом, второй – с умеренным и холодным. Блоки передвигаются на шасси ЗИЛ-131, состоят из двух коллекторов (приемораздаточного и напорного), подъемной стрелы и комплекта труб с шарнирными соединениями. При ГРП обвязка насосных агрегатов с устьем скважины применяют универсальную устьевую арматуру 2АУ-700, состоящая из трубной и устьевого головок, арматуры запорной и элементов обвязки. Также в комплекте имеются краны с цилиндрическими пробками, которые позволяют использовать их при любом рабочем давлении, и резиновая манжетка, позволяющая проводить спускоподъемные операции НКТ без разгерметизации устья скважины.

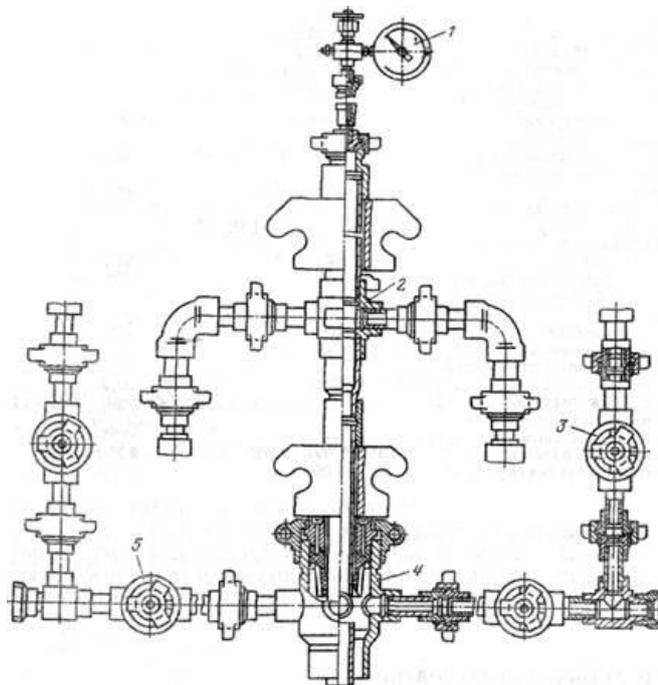


Рисунок 2.3 – Устьевая арматура 2АУ – 700 для ГРП

1 — манометр; 2 — трубная головка; 3, 5 - пробковые краны; 4 — устьевая головка

Для того, чтобы постоянно дистанционно контролировать процесс, на грузовом автомобиле устанавливают станции управления (СУ), при этом все оборудование, пескосмесители, насосы находятся на безопасном расстоянии в направлении от устья скважины, чтобы в случае аварии быстро отъехать от нее. В целях транспортировки рабочих жидкостей используют автоцистерны (АЦН), которые обладают вместимостью около 6 – 21 м³ [4].

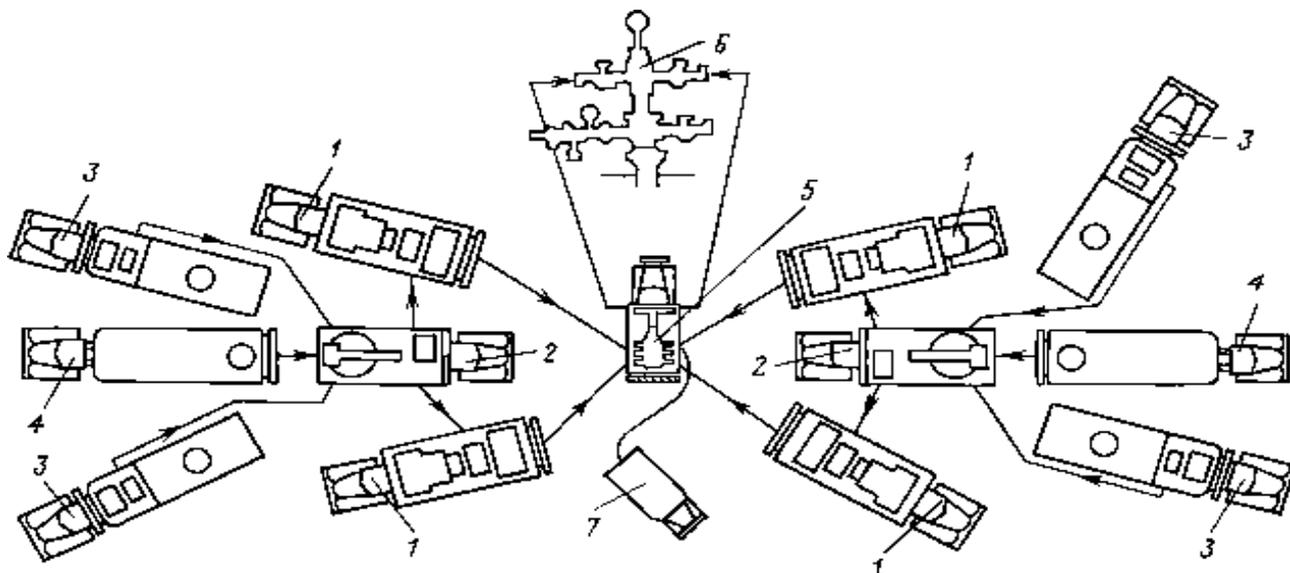


Рисунок 2.4 – Схема расположения оборудования при ГРП

1 – насосный агрегаты 4АН–700; 2 – пескосмесительный агрегаты 4ПА; 3 – автоцистерны; 4 – песковозы; 5 – блок манифольдов; 6 – арматура устья; 7 – СУ и контроля

2.3.4 Виды ГРП

От типа используемой рабочей жидкости различают: пропантный, кислотный и пенный ГРП.

Пропантный ГРП является наиболее распространенным, используется в пластах, основой которого составляют терригенные породы. Такое название получил из-за специального расклинивающего агента – пропанта, который способствует удержанию трещины в раскрытом состоянии. Показал свою эффективность на Приразломном месторождении.

Кислотный ГРП применяется, когда продуктивный пласт состоит, в основном из карбонатных пород. В пласт в качестве жидкости разрыва закачивают кислоту, она хорошо реагирует с карбонатами, растворяя их. Трещины, которые образуются в результате такого ГРП при большом давлении, не нуждаются в дополнительной закачке удерживающей жидкости. Отличается от обычной кислотной обработки большими расходами кислоты, а также большим давлением. Экономически выгоден, но при небольшом количестве кислоты оказывает кратковременный эффект.

Пенный ГРП проводится при высоком давлении, причем вместе с гелем и пропантом закачивается газ, в зависимости от его концентрации, различают вспененные ГРП при содержании газа меньше 52%, и пенные ГРП – больше 52%. В отличие от стандартного ГРП, при пенном требуется гораздо меньше водного раствора, а значит, соответственно к меньшей потере продуктивности низкопроницаемых коллекторов за счет меньшей степени гидрофилизации породы, а также возникновения меньшего дополнительного сопротивления фильтрации нефти по поровым каналам. За счет этого возрастает 40 проницаемость трещины, более того, применение газа способствует более быстрой очистке трещины от жидкостей, что уменьшает урон окружающей среде и пласту. Также за счет высокой сжимаемости газа, уменьшается рост трещин, что в свою очередь сокращает вероятность получения притока обводненной продукции [6].

2.3.5 Технология проведения ГРП

Непосредственно перед самым проведением ГРП, выбирают скважины, которые характеризуются низкой проницаемостью коллекторов, а также такие 42 скважины, фильтрационные свойства которых ухудшились вследствие вскрытия пласта.

Также скважину исследуют на наличие притока, определяя давление поглощения и ее поглотительную способность, для этого с помощью первого агрегата закачивают нефть до момента получения на устье такого избыточного давления, при котором скважина начинает принимать жидкость, далее, примерно через 10 – 20 минут замеряют расход, далее повторяют операцию, но закачивают уже большее количество жидкости и получают повышенное на 2 – 3 МПа давление, снова измеряют расход.

Вышеперечисленное повторяет до момента достижения максимально возможного давления с измерением соответствующего расхода. От этих

результатов, зависит эффективность проведения разрыва, изменение проницаемости пород.

Скважину очищают от загрязнения промывкой и дренированием в целях улучшения фильтрационно – емкостных свойств ПЗП. Благоприятный эффект для образования трещин может дать предварительные СКО, ГКО, так как они улучшают фильтрационные свойства малопроницаемых пород для воздействия на нее жидкости разрыва.

Предварительно перед закачкой жидкости разрыва в целях предохранения обсадной колонны и ее разгрузки от большого давления, а также для обеспечения загрузки определенного интервала пласта, над обрабатываемым пластом устанавливают пакер, который перед спуском соединяют на мостках с патрубком. Он разобщает фильтровую зону от её верхней части. При спуске пакера с заданной скоростью, которая не должна превышать 0,25 м/с в соответствии со всеми инструкциями по его эксплуатации, выполняется условие, при котором давление, которое образовывается за счет действия насосов передается только на фильтровую зону, а также на нижнюю поверхность пакера. Принцип действия пакера основан на сжатии его эластичного элемента за счет веса труб. Для того, чтобы пакер загерметизировал кольцевое пространство, необходима опора в виде 43 НКТ, башмак которой ставится на забой, либо опорой может служить подвижный элемент самого пакера вместе с плашками, освобождающийся при повороте НКТ, скользят по конусу пакера, раздвигаются, а потом вдавливаются во внутреннюю поверхность колонны [7].

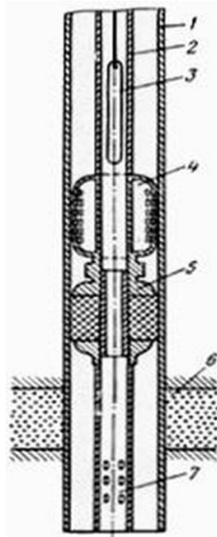


Рисунок 2.5 – Схема оборудования забоя скважины для гидравлического разрыва пласта

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

Когда пакер создает под собой давление, на него действует очень большая страгивающая сила, она может сместить пакер и вызвать продольный изгиб НКТ. Вес НКТ, которые находятся ниже пакера частично уравновесит эту силу, но для разгрузки НКТ, а также для исключения смещения пакера, выше него устанавливают специальный гидравлический якорь, имеющий 8 – 16 плашек вместе с насечками, перемещающийся в горизонтальной плоскости. При образовании слишком большого давления относительно внешнего, плашки раздвигаются специальным резиновым цилиндром, который имеется в корпусе якоря, и вдавливаются в обсадную колонну. Благодаря этому, предотвращается смещение пакера, сила вдавливания зависит от внутреннего давления. Якоря рассчитаны на перепады давлений в 30 – 50 МПа.

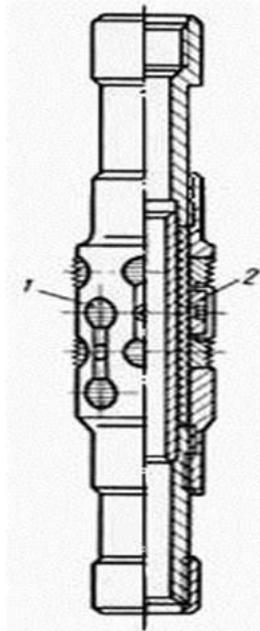


Рисунок 2.6 – Гидравлический якорь (плашечный) 1 - плашки с насечками; 2 - резиновый цилиндр

Все породы, которые входят в состав пласта, имеют естественные, сжатые трещины вследствие влияния веса толщей пород, находящаяся выше, проницаемость таких трещин является низкой. Так как каждая из пород обладает некоторым запасом прочности, то для образования искусственных трещин и расширения естественных, нужно снять напряжения в породах, которые создаются давлением, при котором флюиды находятся в своем фазовом состоянии, а также преодолеть границы прочности пород.

Для создания трещины, после промывки и очистки, с помощью труб НКТ под давлением, достигающим до 70 – 100 МПа через насосные агрегаты закачивают жидкость разрыва, которая обычно является высоковязкой жидкостью на углеводородной – при обработке на добывающих скважинах и на водной основе – при нагнетательных, в целях задержки её проникновения внутрь пласта, в противном случае увеличения давления вблизи скважины будет недостаточным. В результате закачки насосными агрегатами давление постепенно увеличивается и по достижении максимально возможного, происходит разрыв пласта. Данный процесс характеризуется быстрым падением давления, а также повышением расхода закачиваемой жидкости.

Вследствие различной проницаемости в пределах одного пласта, давление также может меняться в различных пределах. В случае низкопроницаемых пород, таких как на Приразломном месторождении, необходимое давление можно достичь путем закачки жидкостей разрыва с маленькой вязкостью, а также с ограниченной скоростью закачки. В соответствии с увеличением проницаемости пород, вязкость жидкости разрыва также должна повышаться.

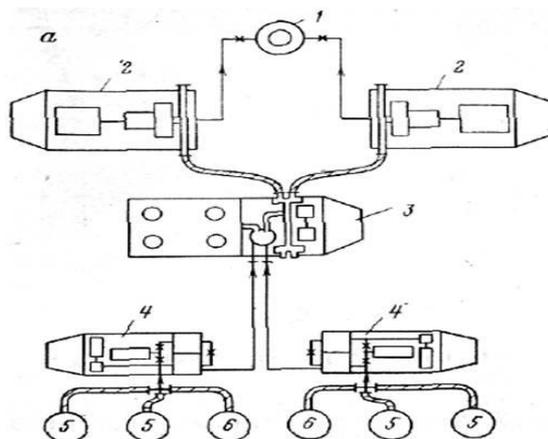


Рисунок 2.7 – Расположение оборудования при ГРП

1 — пескосмеситель; 2 — агрегат ЦА-400; 3 — агрегат ЧАН-700; 4 — вспомогательный агрегат; 5 — емкость для рабочих жидкостей.

Также в случае наличия нескольких продуктивных пропластков необходимо, чтобы обеспечивалось равномерное поступление жидкости, жидкость разрыва должна зависеть от скорости фильтрации, так как при движении в пропластке с высокой проницаемостью вязкость жидкости будет больше, чем в низкопроницаемом, в результате данных действий, профиль приемистости будет становится более равномерным [8].

Создаваемые трещины могут быть как горизонтальными, так и вертикальными, так как сам разрыв породы образовывается под углом 90° меньшему напряжению. Вид трещины определяется глубиной залегания, до величины в 500 м образуется преимущественно горизонтальные трещины, глубже 500 м – вертикальные.

Следующим этапом после образования искусственных трещин и расширения естественных, является удержание данных трещин открытыми при

соответствующем снижении давления, для этого закачивают жидкость – песконоситель или специальный агент – проппант, препятствующий смыканию стенок трещин. Также стоит выделить то, что составом закачиваемой жидкости служит кварцевый песок с диаметром частиц, равным 0,5 – 1,2 мм. Агент должен обладать такими свойствами как: однородностью фракционного состава, высокой прочностью, иметь небольшую плотность, высокую проницаемость, а также не вдавливаясь в поверхность трещины. Концентрация песка зависит от фильтруемости, а также от удерживающей способности, обычно колеблется в интервале значений 150 – 500 кг/м³.

Данный процесс происходит при наибольшем давлении и расходе в целях максимального расширения трещин.

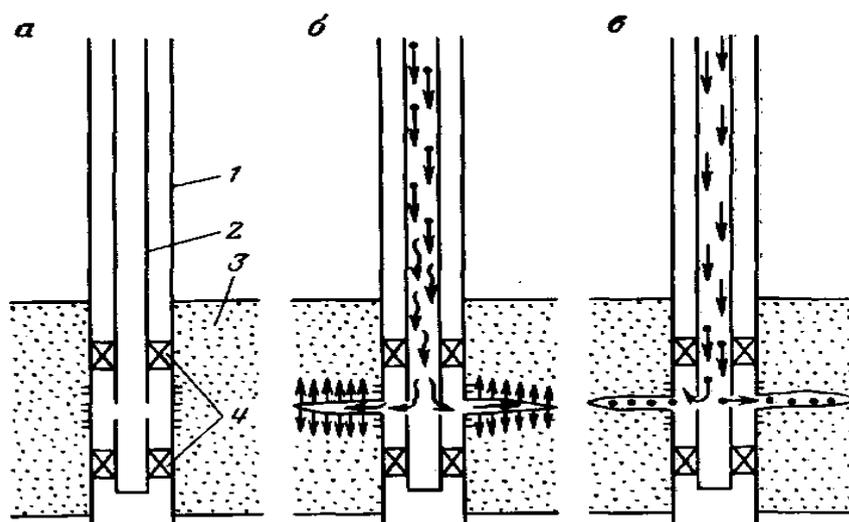


Рисунок 2.8 – Схема проведения ГРП

а – установка пакера; б – создание трещины; в – закачка песка; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна труб; 3 – продуктивный пласт; 4 – верхний пакер; 5 – нижний пакер.

Для того, чтобы продавить жидкость – песконоситель в трещину, используют продавочную жидкость при наибольшем давлении и скорости закачки, которая может быть получена при работе максимального числа агрегатов. Продавочная жидкость должна обладать малой вязкостью для снижения потерь напора при закачке. Как правило, в качестве продавочной жидкости для нагнетательных скважин используют техническую воду, а для

нефтяных – нефть. Объем закачиваемой жидкости должен быть равен объему емкости колонных труб [9].

Заключительным этапом проведения ГРП после продавки жидкости – песконосителя в трещины, устье закрывается и скважину не трогают до того момента, как давление на устье не обнулится, после достижения данного значения, скважина подвергается очищению от песка и последующей промывке, после проведенных операций, приступают к её освоению.

2.4 Бурение горизонтальных скважин

Структура сырьевой базы такова, что традиционный ввод месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в разработку при разбуривании вертикальными скважинами (ВС) может быть экономически нецелесообразен, а иногда невозможен, вследствие чего значительный объем запасов окажется невовлеченным в промышленную разработку.

В этих условиях наиболее рациональное направление улучшения использования трудноизвлекаемых запасов – переход на принципиально новые системы разработки месторождений с применением ГС, которые, имея повышенную поверхность вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление в призабойных зонах и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов.

Особенно важно применять системы разработки с ГС на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, разрозненностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания.

Бурение горизонтальных скважин (ГС) является одной из эффективных, широко применяемых в настоящее время технологий увеличения нефтеотдачи.

Горизонтальная скважина (ГС) – это скважина конечной длины, ось которой проходит между кровлей и подошвой пласта с углом наклона 80 – 100° относительно вертикали. ГС особенно эффективны при разработке трещиноватых коллекторов горизонтальной проницаемостью; при освоении

залежей углеводородного сырья ограниченной площадью для установки бурового оборудования; для повышения нефтеотдачи пластов при дораработке месторождений на поздней стадии эксплуатации; при разработке продуктивных коллекторов в условиях интенсивного образования газового и водного конусов; локальных залежей углеводородного вещества и др.

2.5 Эффективность горизонтальных скважин с применением гидроразрыва пласта на примере Приобского нефтяного месторождения

За предмет оценивания эффективности применения ГРП возьмем Приобское месторождение так как геолого-физическая характеристика схожа с Приразломным месторождением рассматриваемого в данной дипломной работе.

Запасы Приобского месторождения относятся к трудноизвлекаемым по причине низкой проницаемости и высокой расчлененности основных продуктивных горизонтов. Разработка месторождения невозможна без системного применения комплекса МУН такие как ГРП, ЗБС и горизонтальные скважины (ГС). Основные виды МУН выполненные за период 2011 - 2012 г.г. приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты проведения МУН за период 2011 – 2012 гг.

| Вид МУН | Количество скважино-операция | Дополнительная добыча нефти, тыс.т | Удельный технологический эффект, тыс.т/скв |
|------------------------------|------------------------------|------------------------------------|--|
| ГРП на переходящем фонде | 346 | 1731 | 5,0 |
| ГРП при бурении | 1000 | 5730,3 | 5,7 |
| Повторные ГРП | 54 | 292,0 | 5,4 |
| ЗБС | 96 | 727,6 | 7,6 |
| Горизонтальные скважины (ГС) | 4 | 202,7 | 50,6 |

Как видно из таблицы 2.2, максимальный удельный эффект получен от бурения ГС с многостадийным ГРП. По базовому фонду наибольший удельный эффект был достигнут при проведении мероприятий по зарезке боковых стволов.

Так же эффективны мероприятия с ГРП на пробуренном фонде, повторные ГРП и ГРП на переходящем фонде.

Технологическая эффективность ГС Приобского месторождения сопоставима с ННС с применением ГРП представленная на рисунке 2.9.

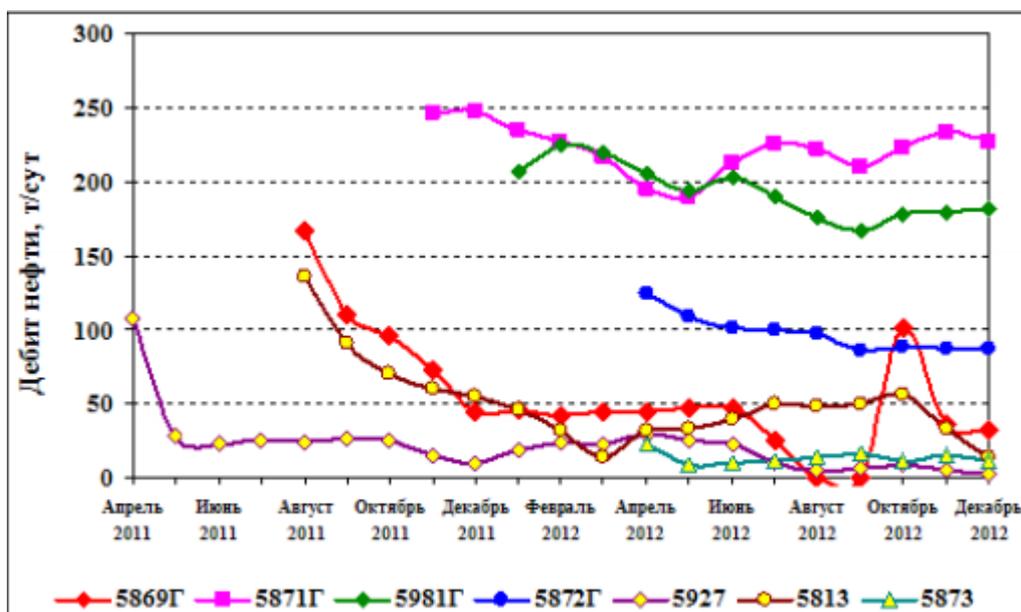


Рисунок 2.9 – Сопоставление показателей работы наклонно-направленных и горизонтальных скважин

Основные технологические показатели работы ННС опытного участка (куст 250) приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Основные технологические показатели работы ННС опытного участка.

| скв | Дата выхода | Начальные параметры | | | Состояние на 01.01.2013 г. | | | Накоп. добыча нефти, тыс.т | Накоп. добыча жидкости, тыс.т |
|------|-------------|---------------------|-----------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------------|-------------------------------|
| | | Дебит нефти т/сут | Дебит жидкости, т/сут | Обводненность, т/сут | Дебит нефти т/сут | Дебит жидкости, т/сут | Обводненность, т/сут | | |
| 5873 | 04.2012 | 23,3 | 24,9 | 6,7 | 11,2 | 14,5 | 22,9 | 0,5 | 4,2 |
| 5927 | 04.2011 | 108 | 114 | 5,3 | 3,1 | 71 | 95,7 | 10,3 | 31,7 |
| 5813 | 04.2011 | 136,5 | 144,9 | 5,8 | 13,8 | 15 | 8 | 21,5 | 23,3 |
| 5870 | 04.2011 | 105 | 113,4 | 7,4 | 33,8 | 36,5 | 7,4 | 10,4 | 11,2 |

| | | | | | | | | |
|------------------|------|------|-----|-----|------|------|------|------|
| Среднее значение | 89,3 | 94,6 | 5,9 | 9,3 | 33,5 | 42,2 | 32,3 | 59,2 |
|------------------|------|------|-----|-----|------|------|------|------|

На рисунке 2.10: Текущий дебит ГС превышает в 2,5 – 3,0 раза дебиты вертикальных скважин опытного участка. Средний накопленный отбор, приходящийся на одну наклонно-направленную скважину, составляет 10,7 тыс.т, при средней накопленной добыче по горизонтальным скважинам – 50,6 тыс.т (от 22,7 до 89,2 тыс.т). Суммарная дополнительная добыча (без учета ГРП при бурении и ГС) составила 5169,2 тыс.т, удельная дополнительная добыча – 2,0 тыс.т



Рисунок 2.10 – Сравнение дебитов нефти ГС и ННС куста 250

Таким образом, целесообразно эксплуатировать ГС с ГРП на Приобском месторождении. Однако, следует учитывать следующие выявленные проблемы:

- Ограниченная область использования ГС с ГРП;
- Высокая стоимость строительства ГС с ГРП;
- Нет единой методики расчёта стоимости ГС с ГРП для проведения технико-экономических расчетов;
- Необходимо произвести расчёты с учетом нелинейных эффектов.

2.6 Анализ эффективности проведенных мероприятий ГРП на примере Приобского месторождения

Ресурсы нефти Приобского месторождения постоянно истощаются, происходит ухудшение структуры запасов нефти и газа, растет доля трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах с высокой геологической неоднородностью, увеличивается обводненность продукции, поэтому одним из направлений решения этой проблемы является осуществление мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Наиболее эффективным методом интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов является гидроразрыв пласта. Данный метод широко применяется на добывающих скважинах Приобского и Приразломного месторождений.

Разработка каждого эксплуатационного объекта АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ проводилась при размещении скважин по линейной трёхрядной треугольной схеме с плотностью сетки 25 га/скв с бурением всех скважин до пласта АС₁₂. Характерной особенностью эксплуатации Приобского месторождения является то, что большинство скважин совместно эксплуатируют два пласта и более.

За период с 2006 по январь 2011 г. на месторождении было проведено 263 ГРП (61% фонда). На конец 2010 г. дополнительная добыча нефти за счёт ГРП составила более 44% добычи нефти от всей добытой за год нефти. К 2010 г. значение дополнительной добычи падает до 606 тыс.т, что ниже, чем в 2008 г., на 5 тыс.т.

Оценка прироста извлекаемых запасов за счёт увеличения коэффициента охвата при проведении ГРП на объектах разработки Приобского месторождения приведена в табл.2.4. Для оценки влияния ГРП на КИН на Приобском месторождении были использованы две различные методики расчета изменения коэффициента охвата. Первая основана на реальных трехмерных геологических моделях месторождения, вторая на использовании геостохастического моделирования.

Используя построенные геологические модели пластов, определяли ожидаемый прирост коэффициента охвата и соответственно прирост КИН и извлекаемых запасов, достигнутые при проведении ГРП. Значения прироста

извлекаемых запасов и КИН приведены в таблице 1.4. Оценка потенциала прироста извлекаемых запасов показала, что в целом за весь срок разработки применение ГРП на низкопродуктивных коллекторах Приобского месторождения может обеспечить потенциальный прирост извлекаемых запасов не менее чем на 4 млн.т.

Таблица 2.4 – Оценка прироста извлекаемых запасов за счет увеличения охвата при проведении ГРП

| Показатель | Значение |
|---|----------|
| Количество скважин с ГРП | 919 |
| Объём трещин, м ³ | 21 |
| Средний $K_{\text{прон}}$, мД | 10 |
| Средняя оптимальная длина трещины, м | 50 |
| Прирост $K_{\text{охв}}$, % | 0,8 |
| Максимальный возможный прирост извлекаемых запасов на конец разработки, тыс.т | 4687 |

Из данных таблицы 2.4 видно, что практически все мероприятия по ГРП привели к приросту запасов нефти, вовлекаемых в разработку.

В целом по рассмотренным скважинам успешность составила 83,5%. Значительная увеличение продуктивности при проведении ГРП происходит именно в низкопроницаемых коллекторах. Наибольшая кратность увеличения дебита нефти отмечается для коллекторов с проницаемостью 50-10 мД, далее следует коллекторы с проницаемостью менее 20 и 20-50 мД. У коллекторов с проницаемостью меньше 100мД среднее увеличение дебита по нефти составило 12,3 раза, для коллекторов с проницаемостью свыше 100 мД дебит нефти вырос в среднем в 6,2 раза. Также проанализируем показатели таблицы 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты проведения ГРП

| Пласт | Количество обработанных скважин | Прирост запасов, вовлекаемых в разработку, тыс.т | Неизвлеченные запасы нефти (НИЗ), тыс.т | % от НИЗ | Прирост запасов, вовлекаемых в разработку, тыс.т на одну скв. |
|------------------|---------------------------------|--|---|----------|---|
| АС ₁₀ | 14 | 75,75 | 73517 | 0,103 | 5,4107 |
| АС ₁₁ | 5 | 196,11 | 278260 | 0,0705 | 39,22 |
| АС ₁₂ | 4 | 7,15 | 301475 | 0,0024 | 1,7875 |

Анализ эффективности ГРП на Приобском месторождении показал, что метод является мощным инструментом воздействия на пласт и влияет не только на текущие показатели отборов, но и на конечную нефтеотдачу пластов, воздействуя как на ПЗП, так и непосредственно на пласт, приводя к увеличению коэффициента охвата пласта сеткой скважин заводнения.

Следует отметить, что ГРП оказывает положительное влияние как на КИН, так и на темпы отбора нефти, в первую очередь, на низкопроницаемых, а также неоднородных по проницаемости коллекторах чисто нефтяных залежей [10].

3 Оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи на Приразломном нефтяном месторождении

Данная глава исключена так как она содержит коммерческую тайну

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б5Д | Андреев Дмитрий Вячеславович |

| | | | |
|---------------------|-------------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Институт | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавр | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

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

| | |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | 1. Стоимость материально-технических финансовых и человеческих ресурсов определяется согласно рыночным ценам Ханты-Мансийского автономного округа |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | 2. Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операции, нормы расхода материалов, утверждены компанией ООО «РН-Юганскнефтегаз» |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налоговых отчислений, дисконтирования и кредитования | 3. Ставка налога на прибыль 20 % Налог на добавленную стоимость 15% |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| 1. Обоснование необходимости проведения сравнительного анализа коммерческого потенциала, перспективности и альтернативы проведения ГРП с позиции экономической эффективности | Проведено обоснование необходимости выполнения сравнительного анализа коммерческого потенциала, перспективности проведения ГРП с позиции экономической эффективности |
| 2. Расчет экономической эффективности применения ГРП | Выполнены расчет экономической эффективности использования технологии эксплуатации скважины после ГРП |
| 3. Сравнение экономической эффективности проведения ГРП | Выполнено сравнение экономической эффективности, проанализированы индексы доходности от предлагаемого мероприятия |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

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

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|-----------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Ассистент | Кащук Ирина Вадимовна | К.Т.Н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|------------------------------|---------|------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б5Д | Андреев Дмитрий Вячеславович | | |

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В этой части проводится экономическое обоснование целесообразности проведения такого метода повышения нефтеотдачи, как гидроразрыв пласта (ГРП). Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

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

Для оценки экономической целесообразности осуществления мероприятий используются следующие основные показатели эффективности:

- прирост потока денежной наличности;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности.

1. Дополнительная добыча газа за год после проведения ГРП определяется по формуле:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_{\text{э}} \cdot T, \quad (1.1)$$

где – q_n расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N – количество скважин, скв.;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после ГРП показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения ГРП составляет в среднем от 4 до 5 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от ГРП составляет до 10 – 15% в год. Расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит:

$$q_{ht} = q_{ht-1} - q_{ht-1} \cdot 15\% / 100\% \quad (1.2)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит:

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{\text{обв}}, \quad (1.3)$$

где $\Delta Q_{\text{обв}}$ – ежегодные потери добычи газа на обводнённость, тыс.м³.

2. Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q \cdot C, \quad (1.4)$$

где C – цена, руб./м³

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяется

$$\Delta Z_{\text{тек}} = Z_{\text{ГРП}} + Z_{\text{допт}}, \quad (1.5)$$

где $Z_{\text{ГРП}}$ – стоимость проведения гидроразрыва пласта руб.

$Z_{\text{допт}}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб.

$$Z_{\text{допт}} = \Delta Q_t \cdot Z_{\text{пер}}, \quad (1.6)$$

где $Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./м³.

4. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{\text{тект}}, \quad (1.7)$$

5. Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{нпт}} = \Delta \Pi_t \cdot H / 100\%, \quad (1.8)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

6. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta П_t - \Delta Н_{нрт}, \quad (1.9)$$

7. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле:

$$\Delta ДПДН_t = \Delta ПДН_t \cdot \alpha_t, \quad (1.10)$$

8. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = 1 / (1 + E)^{t-1}, \quad (1.11)$$

где E – ставка дисконта, %;

t – расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum \Delta ДПДН_t, \quad (1.12)$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяются по формуле:

$$ИД = ЧДД / З_{ГРП}. \quad (1.13)$$

4.1 Обоснование экономической эффективности ГРП

В 2012 на Приразломном лицензионном участке, с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи путём улучшения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной и удалённой зон провели гидроразрыв пласта на 12 скважинах, дебит нефти которых колеблется от 10 – 23 т/сут.

Продолжительность технологического эффекта - четыре года с 2012 по 2015, при условии, что скважины в 2012 году после проведения ГРП отработают 180 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП равен 15%. Ставка налога на прибыль - 20%. По отчетным данным предприятия цена реализуемой нефти в период с 2012 года по 2015 года представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Цена реализуемой нефти в период 2012-2015 гг.

| Показатель | Год | | | |
|---|-------|------|------|------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| Цена реализуемой нефти на внутреннем рынке (с НДС), руб/т | 11500 | 1250 | 9758 | 7749 |

Расчетный прирост дополнительной добычи газа на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 10 т/сут. Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

4.2 Расчёт экономических затрат на проведение ГРП

Согласно данным подрядной организации затраты на проведение ГРП для скважины месторождения и время выполнения работ составляют:

- транспортные расходы (переезд бригады) 46 000 руб;
- стоимость работы одного часа бригады 4200 руб/час;
- время выполнения работ 264 часа;
- стоимость пропанта 2 441 490руб.

Затраты на производство работ (произведение времени выполнения работ на стоимость бригады*часа):

$$З = 4200 \cdot 264 = 1\,108\,800 \text{ руб.}$$

Перфорация на скважине составит 111 000 руб. Стоимость работ ГРП :

$$С = 1\,108\,800 + 222\,228 + 46\,000 + 111\,000 + 2\,441\,490 = 2\,930\,919 \text{ руб.}$$

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

4.3 Расчёт экономического эффекта от проведения ГРП

1. Определим по формуле (1.1), (1.2) и (1.3) дополнительную добычу нефти.

1.1 Дополнительная добыча за 2012 год составит:

$$\Delta Q_{2012} = 12 \text{ м/сут} \cdot 12 \text{ скв} \cdot 0,83 \cdot 180 \text{ сут} = 21\,513,6 \text{ т}.$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим

$$\Delta Q'_{2012} = 21\,513,6 \text{ т} - 1861,5 \text{ т} = 19\,652,2 \text{ т}.$$

1.2 Дополнительная добыча за 2013 год составит:

$$q_{н\,2013} = 12 \text{ м/сут} - 12 \text{ м/сут} \cdot 15\% / 100\% = 10,2 \text{ м/сут};$$

$$\Delta Q_{2013} = 10,2 \text{ м/сут} \cdot 12 \text{ скв} \cdot 0,83 \cdot 365 \text{ сут} = 37\,081 \text{ т};$$

$$\Delta Q'_{2013} = 37\,081 \text{ т} - 1861,5 \text{ т} = 35\,219,8 \text{ т}.$$

1.3 Дополнительная добыча за 2014 год составит:

$$q_{н\,2014} = 10,2 \text{ м/сут} - 10,2 \text{ м/сут} \cdot 15\% / 100\% = 8,67 \text{ м/сут};$$

$$\Delta Q_{2014} = 8,67 \text{ м/сут} \cdot 12 \text{ скв} \cdot 0,83 \cdot 365 \text{ сут} = 31\,518,9 \text{ т};$$

$$\Delta Q'_{2014} = 31\,518,9 \text{ т} - 1861,5 \text{ т} = 29\,657,4 \text{ т}.$$

1.4 Дополнительная добыча за 2015 год составит

$$q_{н\,2015} = 8,67 \text{ м/сут} - 8,67 \text{ м/сут} \cdot 15\% / 100\% = 7,37 \text{ м/сут};$$

$$\Delta Q_{2015} = 7,37 \text{ м/сут} \cdot 12 \text{ скв} \cdot 0,83 \cdot 365 \text{ сут} = 26\,792,9 \text{ т};$$

$$\Delta Q'_{2015} = 26\,792,9 \text{ т} - 1861,5 \text{ т} = 24\,931,4 \text{ т}.$$

2. Выручку от реализации дополнительно добытой нефти найдем по формуле (1.4):

$$\Delta B_{2012} = 19\,652,2 \text{ т} \cdot 11500 \text{ руб/т} = 226\,000\,300 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2013} = 35\,219,8 \text{ т} \cdot 12500 \text{ руб/т} = 440\,247\,500 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2014} = 29\,657,4 \text{ т} \cdot 9758 \text{ руб/т} = 289\,396\,909 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2015} = 24\,931,4 \text{ т} \cdot 7749 \text{ руб/т} = 193\,193\,419 \text{ руб}.$$

3. Текущие затраты определим по формуле (1.5) и (1.6):

$$З_{дон2012} = 19\,652,2 \text{ т} \cdot 674,4 \text{ руб/т} = 13\,523\,443,6 \text{ руб};$$

$$\Delta З_{тек2012} = 2\,930\,919 \text{ руб} \cdot 12 \text{ скв} + 13\,523\,443,6 \text{ руб} = 48\,694\,471 \text{ руб};$$

$$\Delta З_{тек2013} = З_{дон2013} = 35\,219,8 \text{ т} \cdot 674,4 \text{ руб/т} = 22\,801\,298,5 \text{ руб};$$

$$\Delta З_{тек2014} = З_{дон2014} = 29\,657,4 \text{ т} \cdot 674,4 \text{ руб/т} = 20\,000\,950,5 \text{ руб};$$

$$\Delta З_{тек2015} = З_{дон2015} = 24\,931,4 \text{ т} \cdot 674,4 \text{ руб/т} = 16\,813\,736,2 \text{ руб};$$

4. Прирост прибыли от проводимого ГРП рассчитаем по формуле (1.7):

$$\Delta\Pi_{2012} = 226\,000\,300 \text{ руб} - 13\,523\,443,6 \text{ руб} = 212\,476\,857 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi_{2013} = 440\,247\,500 \text{ руб} - 22\,801\,298,5 \text{ руб} = 417\,446\,201,5 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi_{2014} = 289\,396\,909 \text{ руб} - 20\,000\,950,5 \text{ руб} = 269\,395\,958 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi_{2015} = 193\,193\,419 \text{ руб} - 16\,813\,736,2 \text{ руб} = 176\,379\,683 \text{ руб};$$

5. Налог на дополнительную прибыль найдём по формуле (1.8):

$$\Delta H_{np2012} = 212\,476\,857 \text{ руб} \cdot 20\% / 100\% = 42\,495\,371,4 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{np2013} = 417\,446\,201,5 \text{ руб} \cdot 20\% / 100\% = 83\,489\,240,3 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{np2014} = 269\,395\,958 \text{ руб} \cdot 20\% / 100\% = 53\,879\,191,6 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{np2015} = 176\,379\,683 \text{ руб} \cdot 20\% / 100\% = 35\,275\,936,6 \text{ руб};$$

6. Прирост потока денежной наличности найдём по формуле (1.9):

$$\Delta\Pi ДН_{2012} = 212\,476\,857 \text{ руб} - 42\,495\,371,4 \text{ руб} = 169\,981\,486 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi ДН_{2013} = 417\,446\,201,5 \text{ руб} - 83\,489\,240,3 \text{ руб} = 333\,956\,961,2 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi ДН_{2014} = 269\,395\,958 \text{ руб} - 53\,879\,191,6 \text{ руб} = 215\,516\,766 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi ДН_{2015} = 176\,379\,683 \text{ руб} - 35\,275\,936,6 \text{ руб} = 141\,103\,746 \text{ руб};$$

7. Находим коэффициент дисконтирования по формуле (1.11):

$$\alpha_{2012} = 1 / (1+0,1)^{2012-2012} = 1$$

$$\alpha_{2013} = 1 / (1+0,1)^{-(2013-2012)} = (1,1)^{-1} = 0,91$$

$$\alpha_{2014} = 1 / (1,1)^{-2} = 0,83$$

$$\alpha_{2015} = 1 / (1,1)^{-3} = 0,75$$

8. Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности по формуле (1.10):

$$\Delta\Pi ДН_{2012} = 169\,981\,486 \text{ руб} \cdot 1 = 169\,981\,486 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi ДН_{2013} = 333\,956\,961,2 \text{ руб} \cdot 0,91 = 303\,900\,834 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi ДН_{2014} = 215\,516\,766 \text{ руб} \cdot 0,83 = 176\,878\,916 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi ДН_{2015} = 141\,103\,746 \text{ руб} \cdot 0,75 = 105\,827\,810 \text{ руб};$$

9. Находим чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия по формуле (1.12):

$$\text{ЧДД} = 169\,981\,486 \text{ руб} + 303\,900\,834 \text{ руб} + 176\,878\,916 \text{ руб} + 105\,827$$

$$810 \text{ руб} = 786\,645\,173 \text{ руб}.$$

10. Определим индекс доходности по формуле (1.13):

$$ИД = 786\,645\,173 \text{ руб} / 2\,930\,919 \text{ руб} = 268,4 \text{ руб} / \text{руб}.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 4.2

Таблица 4.2 – Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта.

| Показатель | Год | | | |
|---|-------------|----------|----------|----------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| Количество ГРП, скв. | 12 | - | - | - |
| Дополнительная добыча нефти, тыс.т | 19 652,2 | 35 219,8 | 29 657,4 | 24 931,4 |
| Выручка от реализации дополнительно добытой нефти, млн. руб | 226 | 440,3 | 289,4 | 193,2 |
| Затраты на дополнительную добычу нефти, млн.руб | 13,5 | 22,8 | 20 | 16,8 |
| Затраты на ГРП, млн. руб | 2,9 | - | - | - |
| Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, млн. руб | 48,7 | 22,8 | 20 | 16,8 |
| Прирост прибыли от проводимого мероприятия, млн. руб | 212,5 | 417,5 | 269,4 | 176,4 |
| Налог на дополнительную прибыль, млн. руб. | 42,5 | 83,5 | 53,9 | 35,3 |
| Прирост потока денежной наличности, млн. руб. | 170 | 334 | 215,5 | 141,1 |
| Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб | 170 | 303,9 | 176,9 | 105,9 |
| Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД), млн. руб. | 786 645 173 | | | |

| | |
|-------------------------------|-------|
| Индекс доходности, руб/руб | 268,4 |
|-------------------------------|-------|

Вывод: Рассчитав экономическую эффективность проведения ГРП за 4 года по семи расчётным скважинам, мы получили, что:

- дополнительная добыча нефти по 12 скважинам с 2012 по 2015 составит 109 460,8 тыс. тонн;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 786,7 млн рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 254 млн рублей;
- индекс доходности составляет 268,4 руб./руб.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение гидроразрыва на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принести дополнительный доход предприятию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|--------|--------------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б5Д | Андрееву Дмитрию Вячеславовичу |

| | | | |
|---------------------|-------------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Институт | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение школы | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело |

| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность» | |
|--|--|
| 1. Характеристика объекта исследования и области его применения | <i>Объектом исследования является скважинные площадки, на которых проводятся геологотехнические мероприятия с применением гидроразрыва пласта. Область применения –нефтедобывающая отрасль</i> |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | <i>Рассмотреть: -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны; -специальные правовые нормы трудового законодательства.</i> |
| 2. Производственная безопасность: <i>2.1. Анализ вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</i> | <i>Вредные факторы: -токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических реагентов -повышенная или пониженная температура и влажность воздуха рабочей зоны -недостаточная освещенность рабочей зоны -превышение уровней шума и вибрации Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы; -острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях оборудования. -повышенное значение напряжения в электрической цепи -образование воспламеняющейся смеси</i> |
| 3. Экологическая безопасность | <i>-анализ воздействия объекта на атмосферу -анализ воздействия объекта на гидросферу -анализ воздействия объекта на литосферу -решение по обеспечению экологической безопасности.</i> |
| 4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях | <i>Перечень возможных ЧС на объекте: Превышение допустимых норм загазованности; образование гидратных пробок при замерзании линии. Типичной ЧС является возникновение пожара. Прекратить все технологические операции и сообщить о пожаре. Выполнение мер по её ликвидации</i> |

| | |
|---|-------------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 20.03.2019 |
|---|-------------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------------------------|-----------------------------------|----------------|-------------|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------|------------------------------|----------------|-------------|
| 2Б5Д | Андреев Дмитрий Вячеславович | | |

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

5.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

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

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

Гидроразрыв пласта проводится по плану, утвержденному главным инженером и главным геологом добывающей организации. В плане указывается допустимый предел снижения давления, гарантирующий отсутствие возможности смятия эксплуатационной колонны, с указанием мероприятий по

безопасности; гидроразрыв пласта следует проводить под руководством ответственного инженерно-технического работника и с соблюдением действующих инструкций. Находиться посторонним лицам в рабочей зоне разрешается только с согласия администрации объекта или руководителя работ.

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

В пределах профессиональных обязанностей инженерно-техническим работникам и рабочим следует соблюдать правила трудового распорядка, в том числе производственную и трудовую дисциплину; выполнять требования инструкций по охране труда по профессиям и видам работ, производственной санитарии и пожарной безопасности; быстро и правильно ориентироваться в производственной обстановке, своевременно обнаруживать неисправности, знать и оперативно реагировать на первые признаки опасности.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [22]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно.

5.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Проведение гидравлического разрыва пласта осуществляется на объектах нефтегазодобычи, которые наравне с объектами нефтепереработки и сбытовых предприятий, относятся к категории повышенной опасности, как носители опасных и вредных факторов. В ходе работы, выполняющая ГРП бригада может подвергаться воздействию опасных и вредных производственных факторов, основные из них представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при проведении гидравлического разрыва пласта

| Источник фактора, наименование видов работ | Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) | | Нормативные документы |
|--|---|---|--|
| | Вредные | Опасные | |
| Полевые работы: 1. Монтаж оборудования и техники; 2. Считывание информации с электронных приборов; 3. Закрытие/открытие и смена режимов работы скважины 4. Отбор проб нефти, газа и конденсата | 1. Токсическое и раздражающее воздействие веществ, проникающих через органы дыхания; 2. Повышенная или пониженная температура и влажность воздуха рабочей зоны 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Превышение уровней шума и вибрации. | 1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях оборудования; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4. Образование воспламеняющейся смеси. | Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ [14]; Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ [15]; Шум. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [16]; Вибрационная безопасность. Общие требования: ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ [17]; Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [18]; |

| | | | |
|--|--|--|---|
| | | | Электробезопасность. Предельно допустимые значения Напряжения прикосновения и токов: ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [19]; Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [20]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011[21] |
|--|--|--|---|

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

Токсические и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

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

К средствам индивидуальной защиты относятся специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз). Вместе с сумкой

от противогаза прилагается в обязательном порядке бирка с именем работника и паспорт противогаза, а на противогазе должен быть штамп о его исправности и сроке следующего испытания.

Отклонение показателей микроклимата

Работы по увеличению притока жидкости к скважинам, предполагают нахождение рабочих на открытом воздухе с связи с необходимостью контроля за состоянием скважины, оборудования и непосредственно процессом исследования. Метеоусловия рабочей среды могут оказывать негативное воздействие на характер работы и процесс теплообмена. Человек, длительное время находящийся в неблагоприятных метеоусловиях, может почувствовать слабость, понизить производительность труда или заболеть.

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

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

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

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

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

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

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

Повышенный уровень шума и вибрации

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

Отрицательное действие шума на организм человека в наибольшей степени сказывается на органах слуха и центральной нервной системе. Даже незначительный шум (50-60 дБА) создает значительную нагрузку на нервную систему, воздействует на нее психологически. Отсутствие необходимой тишины, особенно в ночное время, приводит к преждевременной усталости, а иногда и к заболеваниям. Длительное воздействие сильного шума (более 80 дБА) вызывает общее утомление, снижает слуховую чувствительность, может привести к профессиональной тугоухости и даже к шумовой травме (при уровнях более 120 дБА). При этом у пострадавших отмечаются головокружение, шум и боль в ушах, 101 может лопнуть барабанная перепонка.

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

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

развитию «вибрационной болезни», ведущей к частичной или полной потере трудоспособности.

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

Движущиеся машины и механизмы

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

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

5.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

При эксплуатации месторождений, проведении гидравлического разрыва пласта скважин в основу всех технологических процессов заложены мероприятия по охране недр и окружающей среды. Целью таких мероприятий является увеличение объема извлекаемых запасов, более полное использование горючих ископаемых, создание безаварийности производства и обеспечение

высокой эффективности. Задание, в котором указываются меры по обеспечению безаварийности и безопасности, утверждают главные геолог и инженер добывающего предприятия. Все работы по интенсификации притока жидкости ведутся по данному заданию. Подготовка и проведение исследовательских работ осуществляется в соответствии с техническими инструкциями и отраслевыми стандартами. Ответственность и обязанности руководителей, инженеров, специалистов и работников определяет особое положение, действующее в газовой промышленности. К нарушителям могут быть применены разные формы ответственности: от дисциплинарной до уголовной.

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

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

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

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

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

5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

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

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

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

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

Наиболее типичными ЧС являются пожары. В случае возникновения пожара необходимо прекратить все технологические операции; отключить электроэнергию; сообщить о пожаре; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнять обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора,

оказать ему первую доврачебную помощь и сообщить непосредственному руководителю о несчастном случае.

При необходимости вызвать скорую помощь или отправить пострадавшего в учреждения здравоохранения. По возможности сохранить обстановку на месте несчастного случая до начала расследования, за исключением случаев, когда необходимо вести работы по ликвидации аварии и сохранению жизни и здоровья людей.

Вывод:

Таким образом, работы, связанные с гидроразрывом пласта, должны выполняться в строгом соответствии с требованиями и правилами нефтяной и газовой промышленности.

Их соблюдение позволит обеспечить требуемый уровень промышленной безопасности и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду.

Важным аспектом рассматриваемых работ, является качество подготовки персонала и контроль со стороны предприятия, за соблюдением правил.

Заключение

В данной работе был осуществлен анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи. На Приразломном месторождении основным эксплуатационным объектом является пласт БС₄₋₅. Исходя из геолого-физических характеристик пласта наиболее приемлемым будет проведение таких методов нефтеотдачи как ГРП, зарезка боковых стволов.

Проведение комплекса МУН показало эффективность применения на объекте БС₄₋₅ Приразломного месторождения. Суммарная дополнительная добыча от проведения комплекса МУН в 2009 - 2013 гг. составила 5379,6 тыс. т, удельная дополнительная добыча — 75,9 тыс. т.

Наиболее оправданным является проведение на месторождении мероприятий по зарезке боковых стволов, на которые приходится наибольшая дополнительная добыча нефти: за период 2009 – 2013 гг. 4557,1 тыс.т, что составляет 84,2 % от общей дополнительной добычи за рассматриваемый период. Удельная добыча нефти по данному виду МУН - 71,2 тыс.т.

В последнее время ГРП стало основным способом заканчивания скважин. Дополнительная добыча нефти за счет проведения ГРП (2009 – 2013 гг.) составила 10,7 % от общей дополнительной добычи.

Эффективность от зарезки боковых стволов показывает большую дополнительную добычу, но наиболее проводимым мероприятием является ГРП так как затраты на проведение ГРП меньше чем затраты на ЗБС.

Проведенный анализ позволит наиболее эффективно применять методы увеличения нефтеотдачи для дальнейшего применения с целью достижения утвержденного КИН.

Список использованных источников

- 1) Дополнение к технологической схеме разработки Приразломного месторождения. Уфа 2014 (протокол №1980114/0031Д от 01.03.2014 г.).
- 2) Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов: учеб. пособие для магистров. – Ухта: УГТУ, 2014. – с. 15 -17.
- 3) Субаев М.Р., Чибисов А.В. Оценка эффективности применения ГРП на приобском месторождении // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. – 2014. – с. 153-157 – URL <https://search.rsl.ru/ru/record/01005507203> (дата обращения 14.05.2019)
- 4) Шлеин Г. А., Глущенко А. А. Сущность и этапы процесса гидроразрыва пласта // Молодой ученый. — 2019. — №2. — с. 40-42. — URL <https://moluch.ru/archive/240/55465/> (дата обращения: 10.06.2019).
- 5) Подготовка скважины к ГРП [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/3799633/page:4/> (дата обращения: 10.06.2019)
- 6) Сизова Е.М. Классификация методов ГРП/ Геология – 2017. - №3 - с.3- 5
- 7) Шагалеев Р.К. Совершенствование технологии гидроразрыва пластов с целью обеспечения стабилизации продуктивности объектов воздействия во времени / Нефтепромысловое дело – 2014. - №12. - с. 29-34.
- 8) Сысолятин А.А. Гидравлический разрыв пласта // Символ науки – 2016. - №7 – с. 14-15 – URL <https://cyberleninka.ru/article/v/tehnologiyaprovedeniya-grp> (дата обращения 10.06.2019).
- 9) Каневская Р.Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство - 2002. - №5. - с. 96-100.
- 10) Виноградова И.А. Результаты применения технологий гидроразрыва пласта по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство - 2010. - №1. - с. 70- 72.
- 11) Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи // Фундаментальные исследования. – 2016. – с. 806-810

– URL <http://www.fundamental-research.ru/article/view?id=41173> (дата обращения 14.05.2019)

12) Барышникова, Н. А. Экономика предприятия: учеб. пособие для СПО и прикладного бакалавриата / Н. А. Барышникова, Т. А. Матеуш, М. Г. Миронов. — 2-е изд., перераб. и доп. - Москва: Издательство Юрайт, 2015.

13) Годовой отчет по деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз». - М.: ОАО "РН-Ванкор", 2018.

14) ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

15) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

16) ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

17) ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

18) ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

19) ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с изменением № 1).

20) ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

21) СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

22) Трудовой кодекс Российской Федерации, Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

23) ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).

24) ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

25) ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Методы измерения освещенности.

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

