

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности проведения геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.7(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Парилов Павел Данилович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., ассистент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Парилову Павлу Даниловичу

Тема работы:

Повышение эффективности проведения геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№146-29/с от 25.05.2020
Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет геологической и геофизической информации по месторождения Западной Сибири, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
----------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о геолого–технических мероприятиях 2. Анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири 3. Современный подход проведения ГРП по технологии HiWAY. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при анализе эффективности гидроразрыва на скважинах 5. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
Общие сведения о геолого–технических мероприятиях	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Современный подход проведения ГРП по технологии HiWAY	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Парилов Павел Данлович		02.03.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 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:	15.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.03.2020	Общие сведения о геолого–технических мероприятиях	15
13.04.2020	Анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири	30
30.04.2020	Современный подход проведения ГРП по технологии NiWAY	35
11.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		02.03.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			02.03.2020

СОГЛАСОВАНО: Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 страниц, 25 таблиц, 24 рисунка, 18 источников.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, гидроразрыв пласта, горизонтальная скважина, призабойная зона, NiWAY.

Объектами исследования являются нефтяные месторождения Западной Сибири: Шингинское, Покамасовское, Лугинецкое, Ломовое, Урманское.

Цель работы – изучить и провести анализ эффективности применяемых ГТМ на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Задачи: изучить проводимые на месторождении ГТМ, оценить их эффективность, выявить наиболее эффективные методы.

В процессе работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ эффективности применения геолого-технических мероприятий. Также был произведен технологический расчет ГРП и рассчитана его экономическая эффективность.

В результате исследования: были выявлены наиболее эффективные, и наиболее часто проводимые ГТМ, а также рассчитана примерная экономическая эффективность от проведения гидроразрыва пласта.

Для выполнения выпускной работы использовались: текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Общие сведения о геолого–технических мероприятиях	9
1.1 Гидравлический разрыв пласта	10
1.2 Бурение горизонтальных скважин	18
1.3 Перевод под закачку.....	20
1.4 Промывка скважин	22
1.5 Обработка призабойной зоны.....	23
1.6 Перфорационные методы	25
1.7 Ремонтно-изоляционные работы.....	27
1.8 Зарезка боковых стволов.....	28
1.9 Оптимизация режимов работы.....	28
2 Анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири	29
2.1 Применение геолого-технических мероприятий на Шингинском нефтяном месторождении	29
2.2 Применение геолого-технических мероприятий на Покамасовском нефтяном месторождении	38
2.3 Применение геолого-технических мероприятий на Лугинецком нефтяном месторождении	42
2.4 Применение геолого-технических мероприятий на Ломовом нефтяном месторождении	48
2.5 Применение геолого-технических мероприятий на Урманском нефтегазоконденсатном месторождении.....	58
3 Современный подход проведения ГРП по технологии NiWAY	65
3.1 Зарубежный опыт применения технологии NiWAY	70
3.2 Отечественный опыт применения технологии NiWAY	75
3.3 Расчет параметров ГРП.....	79
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	88
4.1 Расчёт времени на проведение мероприятия	88
4.2 Расчет стоимости проведения гидроразрыва	89

4.3 Расчёт амортизационных отчислений.....	92
4.4 Расчёт заработной платы	93
4.5 Отчисления во внебюджетные фонды	94
4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта.....	95
5 Социальная ответственность	98
5.1 Производственная безопасность.....	98
5.2 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению	99
5.2.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха.....	99
5.2.2 Повышенный уровень шума и вибраций.....	101
5.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	101
5.2.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ	102
5.3 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению	103
5.3.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	103
5.3.2 Работа с оборудованием под давлением.....	104
5.3.3 Поражение электрическим током.....	105
5.4 Экологическая безопасность.....	106
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	110
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	112
Заключение	114
Список литературы	115

ВВЕДЕНИЕ

При разработке нефтяных месторождений, современные компании всегда стремятся максимально возможно извлечь природные запасы нефти и газа из недр земли. Добиться повышения нефтеотдачи, увеличения темпа отбора, можно с помощью проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Однако не всегда удается это осуществить, так как каждое месторождение обладает определенными свойствами, которые характеризуют степень извлекаемости флюида из недр Земли. Особенно эта проблема связана с месторождениями Западной Сибири, коллекторы которых, в основном, являются низкопроницаемыми.

На месторождениях Западной Сибири эта проблема с каждым годом становится все более существенной в связи с падением нефтедобычи и продуктивности, а также ростом обводненности, при этом стоит отметить, что большая часть этих месторождений находится на поздних стадиях разработки. Выбор определенного метода интенсификации осложняется вследствие различных геологических условий на месторождениях Западной Сибири.

Целью данной работы является анализ эффективности геолого-технических мероприятий применяемых на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Из данной цели вытекают следующие задачи:

- проведение теоретического обзора геолого-технических мероприятий, наиболее характерных для данного региона;
- проведение анализа эффективности этих методов на месторождениях Западной Сибири;
- предложение внедрения инновационных методов по повышению нефтеотдачи.

1 Общие сведения о геолого–технических мероприятиях

Чтобы поддержать целевые уровни добычи нефти и регулировать разработку месторождений, на скважинах необходимо проводить геолого-технические мероприятия (ГТМ).

С помощью ГТМ нефтедобывающие компании обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений [2].

Главным преимуществом ГТМ, так сказать отличительной чертой от других мероприятий, является то, что после их осуществления, в большинстве случаев у компаний происходит увеличение добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие — к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

Дабы сохранить и увеличить уровень добычи нефти, нефтяная промышленность ставит перед собой цель – интенсивное наращивание масштабов разработки нефтяных месторождений.

Геолого-технические мероприятия проводятся в следующих случаях:

- 1) При недостаточной проницаемости пласта, для поддержания режима работы скважины, что позволит своевременно окупить инвестиции в бурение;
- 2) Проницаемость пласта, в котором скважина была закончена, достаточна, но при этом призабойная зона пласта загрязнена либо повреждена при осуществлении бурения, окончания или эксплуатации;
- 3) Коэффициент продуктивности скважины необходимо увеличить. Актуальность этой задачи просматривается в случае, когда необходимо вернуть в работу нефтяные скважины, а также задействовать участки пласта, ранее не тронутые, извлечь запасы нефти, добыча запасов которых ранее была невозможна [3].

На всех этапах разработки месторождений проводятся ГТМ, но наиболее интенсивно их использование проходит на поздних стадиях процесса. На месторождениях, где падает добыча нефти при росте обводнённости, как правило зрелых месторождениях, особенно актуально проведение ГТМ.

В зависимости от целевой направленности все ГТМ, которые проводятся на месторождениях, можно разделить на две группы:

- мероприятия, которые нацелены на обеспечение безопасной работы оборудования (ликвидация межколонных проявлений, ревизия подземного оборудования, ликвидация обрыва насосно-компрессорных труб, ревизия устья
- демонтаж трубных головок для диагностирования и др.);
- мероприятия, которые нацелены на рост производительности скважин (Гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработки призабойной зоны (ОПЗ) ремонтно-изоляционные работы (РИР), бурение горизонтальных скважин, и др.).

1.1 Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — один из главных методов влияния на призабойную зону.

Вся суть ГРП заключается в создании новых или расширении существующих трещин в пласте путем закачки в скважину жидкости под высоким давлением и последующем закреплении их расклинивающим высокопроницаемым материалом (песком).

Технология ГРП включает следующие операции:

1. промывку скважины;
2. спуск в скважину высокопрочных НКТ с пакером и якорем на нижнем конце;
3. обвязку (рис. 1.1) и опрессовку на 1,5-кратное рабочее давление устья и наземного оборудования;
4. определение приемистости скважины закачкой жидкости; закачку по НКТ в пласт жидкости – разрыва, жидкости-песконосителя и продавочной жидкости
5. демонтаж оборудования и пуск скважины в работу.

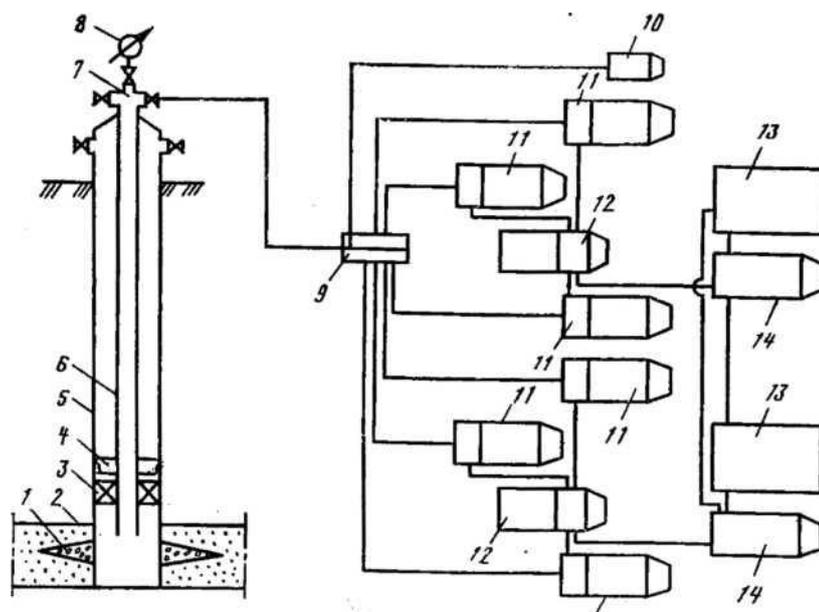


Рисунок 1.1 — Технологическая схема гидравлического разрыва пласта
 1 – трещина разрыва; 2 – продуктивный пласт; 3 – пакер; 4 – якорь; 5 – обсадная колонна; 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – арматура устья; 8 – манометр; 9 – блок манифольдов; 10 – станция контроля и управления процессом; 11 – насосные агрегаты; 12 – пескосмесители; 13 – емкости с технологическими жидкостями; 14 – насосные агрегаты.

ГРП осуществляется при давлениях, около 70–100 МПа, которые часто превышают давления допустимые для обсадных колонн [2]. Чтобы защитить обсадные колонны от высокого давления, на нижнем конце НКТ спускают в скважину пакер с якорем, устанавливаемые над кровлей пласта, над которым осуществляется обработка. Эластичный элемент пакера, герметизирует затрубное пространство, сжимаясь под весом НКТ. Это осуществляется опорой пакера на забой с помощью перфорированного хвостовика (пакер с опорой на забой типа ПМ, ОПМ), либо опорой пакера на обсадные трубы с помощью плашек пакера, которые, освобождаясь при повороте НКТ, раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны (плашечные пакеры без опоры на забой типа ПШ, ПС, ПГ). Якорь служит для предупреждения смещения пакера под действием перепада давления над и под ним. Плашки якоря раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность

обсадной колонны под внутренним избыточным давлением. Пакеры и якоря рассчитаны на перепады давлений 30 – 50 МПа и имеют проходное сечение 36 – 72 мм в зависимости от их типа и внутреннего диаметра обсадной колонны. Необходимо шаблонировать ствол скважины перед спуском пакера, дабы избежать возможного заклинивания пакера, а также разрушения его эластичного элемента в процессе, когда осуществляется спуск.

Для осуществления ГРП используют насосные установки (агрегаты) типа УН1-630Х700А (4АН-700), (рисунок 1.2), максимальное рабочее давление которых может достигать до 70 МПа, способные выдерживать грузы массой 10 – 12 т. Насос работает от дизельного двигателя, мощность которого составляет 588 кВт [4].

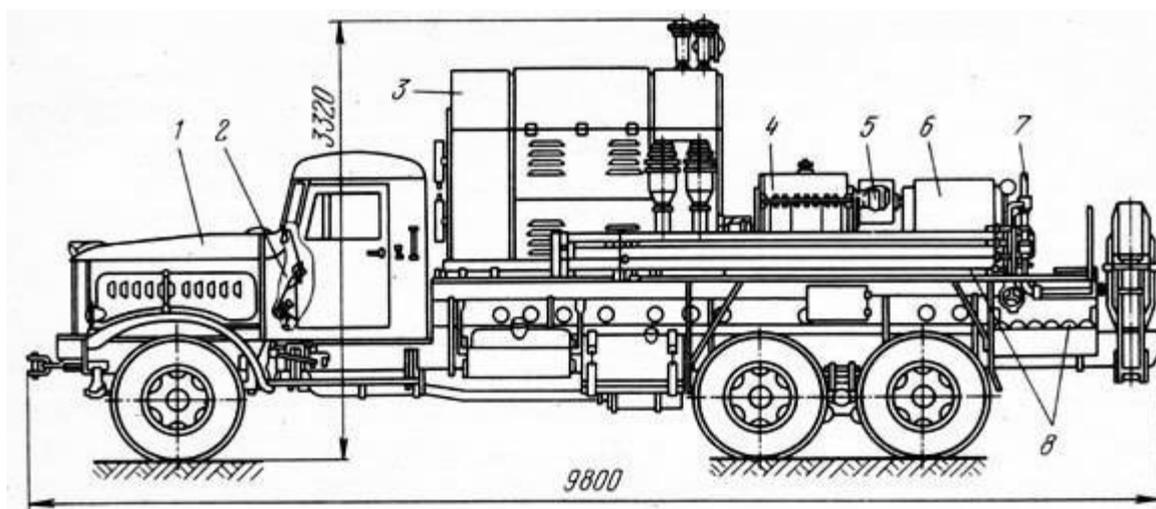


Рисунок 1.2 – Насосный агрегат 4АН-700 для ГРП:

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

Пескосмесительные агрегаты типа 4ПА (рисунок 1.3) или установки типа УСП-50 (для транспортирования до 9 т песка, дозированного ввода песка в поток жидкости и приготовления песчано-жидкостной смеси).

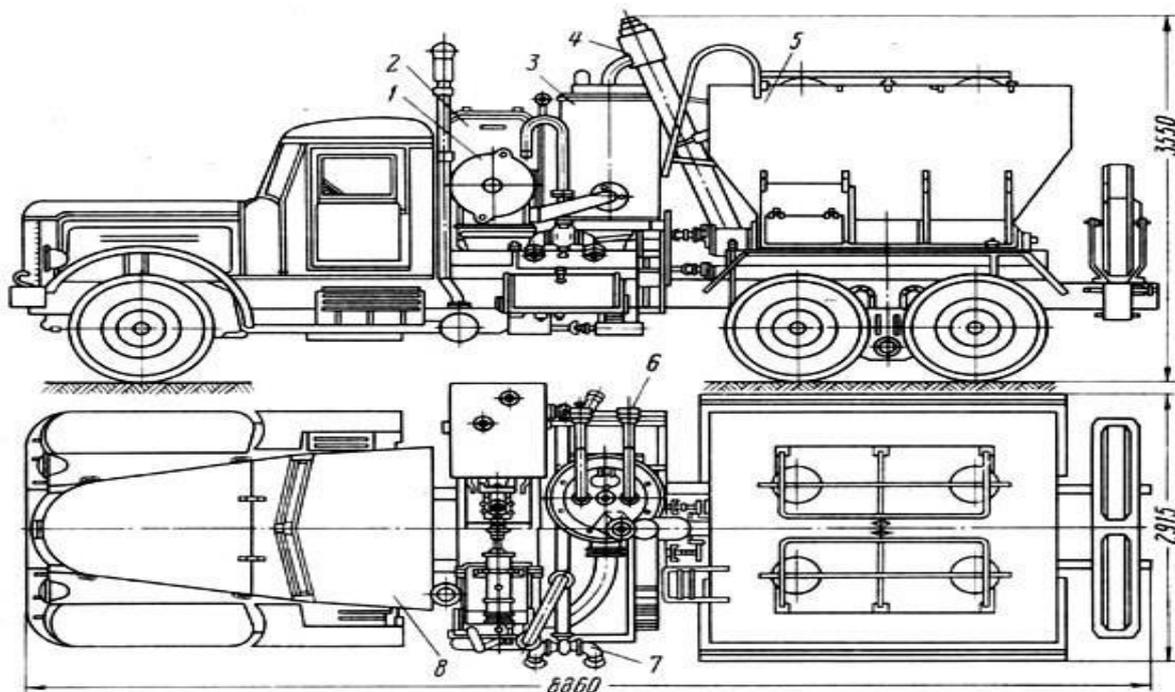


Рисунок 1.3 — Пескосмесительный агрегат 4ПА:

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

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 (рисунок 1.4), 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 [4].

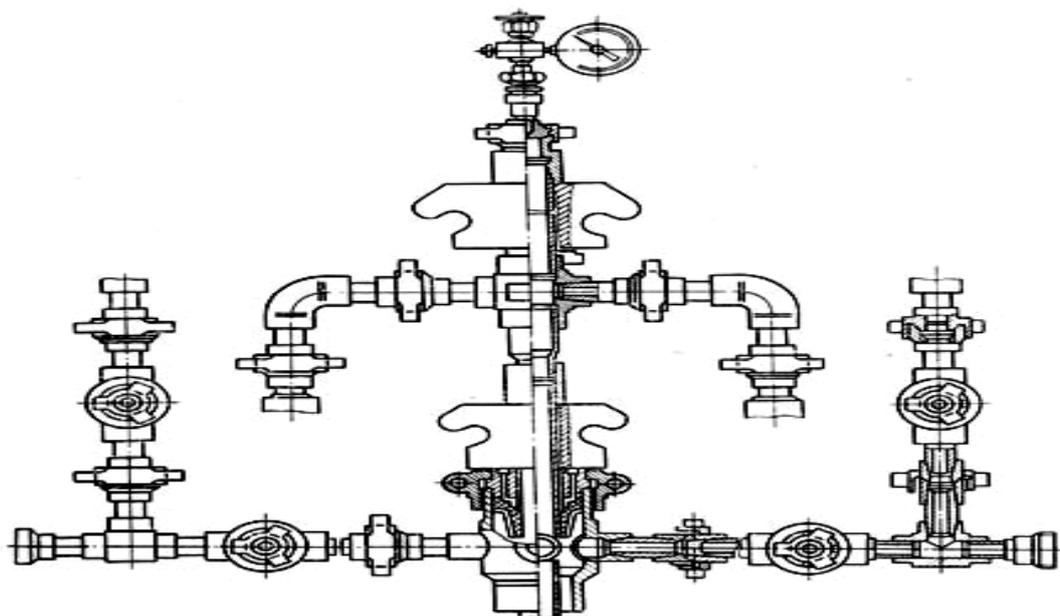


Рисунок 1.4 — Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта

С помощью станции контроля и управления, которая смонтирована на автомобиле, можно следить и контролировать все стадии процесса дистанционно. При этом агрегаты расположены в направлении от устья скважины, (рисунок 1.5) так, чтобы при возникновении аварийной и пожарной опасности своевременно и беспрепятственно отъехать от нее. Для защиты людей от шума используют антифоны и заглушки. Руководитель работ поддерживает связь с исполнителями с помощью телефона, радио или сигналов

руками. Для перевозки неагрессивных рабочих жидкостей применяют автоцистерны АЦН-11-257, АЦН-7,5-5334, Цр-7АП, Цр-7АПС, ЦР-20, АЦПП-21-5523А вместимостью 6 – 21 м³.

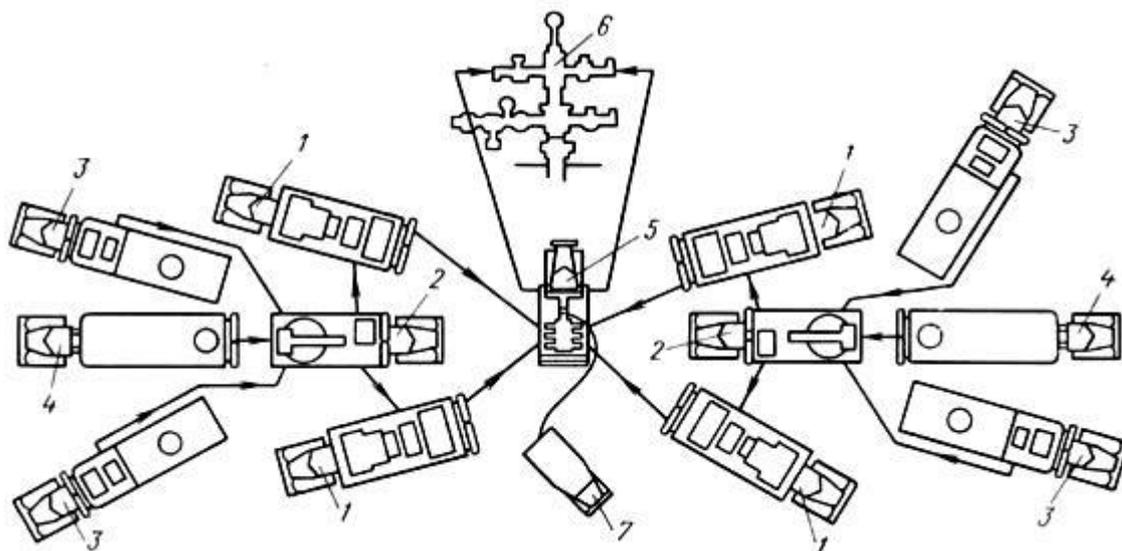


Рисунок 1.5 — Схема расположения оборудования во время ГРП

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

В основе рабочих жидкостей при ГРП используют углеводороды или воду. Они не должны снижать фильтрационные характеристики пласта, а также не вызывать набухание глинистого цемента пород, не образовывать осадки с флюидами и в то же время быть легкодоступными и дешевыми. Кроме того, жидкость разрыва и жидкость-носитель должны слабо фильтроваться через поверхности образованных трещин, а жидкость-носитель также обладать хорошей несущей или удерживающей способностью по отношению к частицам расклинивающего материала. Достигаться это может как увеличением вязкости, так и приданием жидкости структурных свойств. Если фильтруемость вследствие рассеивания во всём объёме пласта высока, тогда жидкость-разрыва

не вызывает разрыва пласта или развития трещин вдали от стенки скважины, а жидкость-носитель не обеспечивает переноса частиц расклинивающего материала в трещине [4].

Ранее были широко распространены вязкие жидкости на углеводородной основе (нефть, загущенная мазутом, битумом, асфальтитом; дизельное топливо) и эмульсии (гидрофобные и гидрофильные водонефтяные, нефтекислотные, кислотно-керосиновые), использование которых оправдано при проведении ГРП в добывающих скважинах. Сейчас около 90 % операций ГРП проходят с применением жидкости на водной основе (вода, растворы полимеров, кислотные растворы, мицеллярные растворы). Благодаря увеличенным расходам таких жидкостей обеспечивается разрыв пласта и компенсируется их недостаточная песконесущая способность. Загущение воды достигается добавкой ССБ (сульфит-спиртовая барда), ПАА (полиакриламид), КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза). Для предотвращения набухания глин (стабилизации глин) в воду добавляют хлористый аммоний, ПАВ, органические полимеры и др. Техническая вода, реже нефть, в основном применяются в качестве продавочной жидкости. Как правило, при закачке фильтрующейся жидкости более вероятно образование горизонтальной трещины, а при закачке нефилтующейся – вертикальной. Не зависимо от фильтруемости жидкости, если в пласте уже есть трещины, происходит их расширение и раскрытие. В пласте могут быть в основном естественные вертикальные или близкие к ним наклонные трещины.

По резкому уменьшению устьевого давления закачки во времени при постоянном расходе жидкости (образование новых трещин) или по увеличению расхода жидкости разрыва непропорционально росту давления (раскрытие имеющихся трещин) можно говорить о происшедшем разрыве пород. Более объективно и целостно момент разрыва пласта можно описать резким увеличением отношения расхода жидкости разрыва к создаваемой репрессии (коэффициент поглотительной способности) или к устьевому давлению закачки (условный коэффициент).

Расклинивающим материалом (наполнителем трещин) обычно служит кварцевый песок с диаметрами частиц 0,5 – 1,2 мм. Гранулированный расклинивающий агент должен обладать следующими характеристиками: высокой прочностью на смятие, не вдавливаясь в поверхность трещины, шарообразную форму, иметь небольшую плотность, а также иметь однородный фракционный состав.

Для проведения ГРП глубокозалегающих крепких пород с высокой температурой было предложено использовать молотую скорлупу грецкого ореха, стеклянные и пластмассовые шарики, агломерированного боксита, зерна корунда и др. Были случаи, когда осуществление ГРП проходило без применения наполнителя. Эффективность их применения объясняется тем, что вследствие растворения стенок трещин под воздействием кислоты (кислотный ГРП), остаточных деформаций горных пород или промывки трещин от загрязнений, полного смыкания трещин не происходит.

По технологическим схемам проведения различают:

- однократный
- направленный (поинтервальный)
- многократный ГРП.

При однократном гидроразрыве под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно, при направленном – лишь выбранный пласт или пропласток (интервал), имеющий, например, заниженную продуктивность, а при многократном ГРП осуществляется воздействие последовательно на каждый в отдельности пласт или пропласток. Места образования трещин при направленном и многократном гидроразрывах регулируются вводом временно блокирующих материалов (эластичных шариков диаметром 12 – 18 мм, зернистого нефтерастворимого нафталина и т. п.), применением двух пакеров, засыпкой низа скважин песком, предварительной гидropескоструйной перфорацией и др. Однако надежность этих работ очень низкая.

Проектирование технологии ГРП делится на следующие этапы:

- Выбирают технологическую схему процесса, рабочие жидкости и расклинивающий агент, фокусируясь на конкретных условиях;
- Если ГРП проводят один раз, то принимают 5 – 10 т песка. Если же происходит массивная закачка, то его количество увеличивают до нескольких десятков тонн. Концентрацию песка в носителе устанавливают в зависимости от ее удерживающей способности;
- При использовании воды она составляет 40 – 50 кг/м³. Тогда по количеству и концентрации песка рассчитывают количество жидкости-песконосителя. На основании опытов применяют, как правило, 5 – 10 м³ жидкости-разрыва. Объем продавочной жидкости должен равняться объему обсадной колонны и труб, по которым проводится закачка в пласт жидкости-песконосителя [4].

1.2 Бурение горизонтальных скважин

Структура сырьевой базы такова, что традиционный ввод месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в разработку при разбуривании вертикальными скважинами (ВС) может быть экономически не целесообразен, 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.

Если высока разрозненность, геологическая неоднородность, наличие множества зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания на месторождениях, то наиболее важно применять системы разработки с ГС.

Самая эффективная и распространенная на сегодня технология увеличения нефтеотдачи – это бурение горизонтальных скважин (ГС).

Горизонтальная скважина (ГС) – это скважина конечной длины, ось которой проходит между кровлей и подошвой пласта с углом наклона 80 – 100° относительно вертикали.

ГС наиболее результативны и приносят максимальный эффект, когда применяются в следующих случаях:

- при ведении разработки коллекторов с трещинами горизонтальной проницаемостью;
- при ведении освоения залежей углеводородного сырья, когда для установки бурового оборудования ограничена площадь;
- для увеличения нефтеотдачи пластов, когда на поздней стадии эксплуатации происходит доразработка месторождений;
- при ведении разработки продуктивных коллекторов, когда происходит стремительное образование водного и газового конусов;
- локальных залежей углеводородного вещества и др.

Таким образом, увеличивается степень охвата пласта дренированием, возникает вероятность увеличить воздействие рабочим агентом.

Проходя по продуктивному пласту на сотни метров, а в иногда на несколько сотен метров, горизонтальные стволы могут открыть в неоднородном пласте участки зон с трещинами, в которых наблюдается повышенная проницаемость. Это позволит компаниям получить по этим скважинам дебиты в разы выше, чем они могли бы получить используя вертикальные стволы. Просматривается вероятность разбурить газонефтяные залежи с обширными подгазовыми зонами и водонефтяные залежи значительно меньшим числом скважин и разрабатывать эти объекты при минимальных депрессиях.

Наша страна и страны зарубежья сегодня имеют огромный опыт применения ГС. Была проделана большая и сложная работа по определению и обоснованию критериев применимости для эффективной разработки с

помощью ГС, которая принесла внушительные плоды. По этим критериям, ГС способны использоваться, когда имеется присутствие продуктивных пластов со средней нефтенасыщенной толщиной, высокопроницаемых пластах, в зонах, подстилаемых подошвенной водой [6].

Использование ГС требует за счет сокращения их общего числа на объектах значительно меньших (в 1,5–2 раза) капитальных вложений на бурение скважин при относительном росте (до 70%) стоимости каждой ГС за счет усложнения их конструкций. Однако, при массовом бурении ГС стоимость одного метра проходки, как показывает мировой опыт, может быть доведена до стоимости проходки ВС. Это создает еще более благоприятные предпосылки для повышения эффективности использования ГС.

При применении технологии разработки нефтяных месторождений с использованием ГС можно достичь стабильного коэффициента нефтеизвлечения равного 60 – 80%, за счет следующих факторов:

- ГС могут использоваться для разработки на любой стадии различных по типу и условиям залегания коллекторов;
- при проводке ГС можно обеспечить пересечение естественных вертикальных трещин в пласте, что позволит до максимума увеличить проницаемость пласта и отборы пластовых флюидов;
- для дренирования нефтяного коллектора нужно бурить в 4–5 раз меньше горизонтальных скважин, чем вертикальных. С помощью подобных скважин можно обеспечить разработку продуктивных пластов, залегающими под руслами рек, озерами, горами, городскими сооружениями и др. [7].

1.3 Перевод под закачку

Фонд скважин каждого действующего эксплуатационного объекта, месторождения и предприятия в целом находится в постоянном движении. Изменяется общее количество добывающих скважин (обычно на I и II стадиях

разработки оно постепенно возрастает, на III и IV—уменьшается). Количество нагнетательных скважин по мере развития системы заводнения возрастает.

Скважины могут переходить из одной группы в другую. Так, при внедрении внутриконтурного заводнения первое время часть нагнетательных скважин может использоваться в качестве добывающих. При разрезании залежей рядами нагнетательных скважин практикуют освоение на первом этапе нагнетательных скважин под закачку через одну, а промежуточные нагнетательные скважины временно используют в качестве добывающих. Форсированная добыча нефти из последних способствует перемещению поступающей в пласт воды вдоль линии разрезания. После обводнения промежуточные скважины также осваивают под закачку воды, т. е. переводят в группу нагнетательных. С целью постепенного развития системы заводнения для улучшения воздействия на участки залежи, недостаточно вовлеченные в разработку, практикуют перевод части обводнившихся добывающих скважин в нагнетательные.

В большинстве своем нагнетательные скважины по конструкции не отличаются от добывающих. Существующие конструкции нагнетательных скважин предусматривают закачку воды через насосно-компрессорные трубы, спускаемые с пакером и якорем. Надпакерное пространство следует заполнить нейтральной к металлу жидкостью (можно и нефтью). Забой должен иметь достаточный по толщине фильтр, обеспечивающий закачку запланированного объема воды, зумпф, глубиной не менее 20 м для накопления механических взвесей. Целесообразно применение вставных (сменных) фильтров, которые могут периодически подниматься из скважин и очищаться [7].

Устьевая арматура нагнетательной скважины предназначена для подачи и регулирования объема воды в скважину, проведения различных технологических операций промывок, освоения, обработок и т. д. Наиболее распространена на месторождениях восточных районов арматура типа 1АНЛ-60-200 (рисунок 1.6).

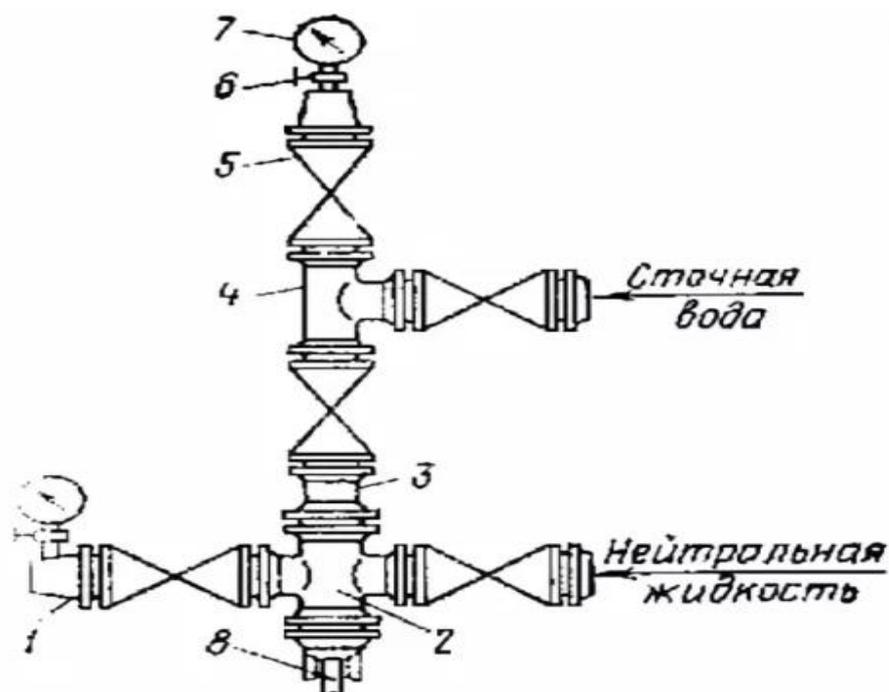


Рисунок 1.6 — Скважинная арматура фланцевого типа 1АНЛ-60-200:

- 1 – буфер; 2 – крестовик; 3 – катушка; 4 – тройник; 5 – задвижка; 6 – вентиль;
7 – манометр; 8 – насосно-компрессорные трубы.

Арматура состоит из колонного фланца, устанавливаемого на обсадную колонну, крестовины, применяемой для сообщения с затрубным пространством, катушки, на которой подвешиваются НКТ, тройника для подачи нагнетаемой жидкости в скважину.

Пакер применяется для разобщения отдельных участков ствола скважины. Получили широкое применение пакеры механического или гидромеханического действия, рассчитанные на перепад давления до 70 МПа. Пакер спускается в скважину одновременно с якорем. Назначение и конструкция пакера и якоря принципиально не отличаются от применяемых при фонтанной эксплуатации скважин [2].

1.4 Промывка скважин

В процессе эксплуатации скважин из продуктивных пластов, сложенных песками или слабосцементированными песчаниками, вместе с жидкостью и

газом выносятся в скважину. Осаждаясь на забое, песок образует пробку, которая, непрерывно увеличиваясь, закупоривает фильтровую часть скважины, что приводит к уменьшению или полному прекращению поступления жидкости. Песчаные пробки могут образовываться не только в стволе, но и в подъемных трубах фонтанных, газлифтных и насосных скважин, а также в первом ряду труб ниже башмака второго ряда при оборудовании скважин двухрядным подъемником [5].

Чаще всего пробки бывают сплошными и состоят из песка, отложившегося на забое скважины. Такие пробки на промыслах называются забойными. Известны случаи образования пробок, состоящих из перемежающихся столбов песка, нефти и газа. Такие пробки на промыслах получили название патронных. Они могут образовываться и в подъемных трубах, и в эксплуатационной колонне, чаще вблизи от устья скважины.

Величина песчаных пробок различна. В скважинах, эксплуатирующих нефтяные залежи, сложенные рыхлыми песками, толщина пробок достигает нескольких десятков, иногда даже сотен метров.

Очистка скважин от песчаных пробок производится нагнетанием в скважину под давлением промывочной жидкости (воды, реже нефти, глинистого раствора, пены и др.), которая размывает пробку и выносит образовавшуюся пульпу на дневную поверхность. Промывочная жидкость нагнетается в скважину через промывочные трубы (при прямой промывке) или в кольцевое пространство между промывочными трубами и эксплуатационной колонной (при обратной). Промывка производится до появления чистой воды [5].

1.5 Обработка призабойной зоны

Методы химического воздействия на призабойную зону пласта основаны на свойстве горных пород взаимодействовать с определенными химическими веществами, а также на свойствах некоторых веществ влиять на поверхностные

и молекулярно-капиллярные связи в поровом пространстве пород. Они могут применяться для терригенных и для карбонатных коллекторов.

Методы химического воздействия на пласт позволяют:

- очистить и расширить каналы для движения флюида из пласта к скважине;
- образовать новые каналы путем растворения входящих в состав породы минералов;
- изменить фазовую проницаемость пласта

К наиболее распространенным методам относятся:

- солянокислотная обработка пласта;
- глинокислотная обработка пласта;
- обработка угольной, серной, сульфаминовой кислотами;
- обработка растворами ПАВ;
- обработка ингибиторами гидратообразования.

При проведении кислотных обработок рабочий раствор кислоты закачивается в пласт при давлении ниже давления разрыва пласта. Стоит отметить, что высокая эффективность кислотных обработок характерна лишь при проведении первых двух-трех операций для данного участка, увеличение количества операций на скважине приводит к постепенному снижению эффективности.

Характер проведения работ по химической обработке и эффективность результата связаны с состоянием призабойной зоны до обработки, геологофизической характеристикой коллектора и свойствами рабочих растворов. Процесс химического взаимодействия растворов кислот с породами и время нейтрализации кислот зависят от следующих параметров: пластовые давление и температура, характеры поверхности контакта кислоты с породой, концентрации кислот в растворе, скорости их движения, положение границы раздела кислоты с породой, соотношение объема кислотного раствора и площадь поверхности контакта.

Процесс обработки скважины может регулироваться скоростью и давлением закачки кислотного раствора. Изменение данных параметров может обеспечить более равномерное распространение реагента по пласту или способствовать образованию трещин и каналов с повышенной проницаемостью.

Кислотные обработки подразделяются на избирательные и неизбирательные (нерегулируемые). Нерегулируемая обработка чаще всего проводится на нефтяных скважинах, которыми вскрыт один продуктивный интервал, а также на нагнетательных и газовых скважинах, характеризующихся низким давлением, данный вид обработок может проводить как с НКТ, так и без них. При осуществлении данного метода в скважину закачивается необходимое количество раствора кислоты и ингибитора, после чего закачивается продавочная жидкость. Основное преимущество данного метода заключается в том, что он является менее затратным по времени и средствам, а продукты реакции легче удаляются из пласта. Однако при данном методе становится невозможно контролировать движение кислоты и рабочей жидкости в непродуктивном интервале, что является недостатком.

Регулируемая кислотная обработка, в свою очередь, подразделяется на обычную, пакерную, с применением закупоривающих реагентов и комбинированную. При использовании данного метода удается исключить попадание реагента в непродуктивный пласт и обеспечить интенсификацию притока из более плотных интервалов. Регулируемая обработка за счет возможности контроля процесса позволяет более полно использовать рабочий раствор кислоты, что несомненно является преимуществом [7].

1.6 Перфорационные методы

Перфорация предназначена для создания каналов (отверстий) в стальной колонне, цементном камне и горной породе. Такие каналы предназначены для обеспечения высокоэффективной и долговременной гидродинамической связи между пластом и скважиной. В зависимости от вида перфорации варьируются

такие параметры, как глубина перфорационного канала, диаметр канала и плотность перфорации.

Выделяются следующие способы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- гидропескоструйная;
- кумулятивная;
- сверлящая, щелевая;
- гидромеханическая.

Пулевые перфораторы предназначены для вскрытия продуктивных пластов с целью установления гидродинамической связи пласта со скважиной. При пулевой перфорации в скважину спускается стреляющий аппарат, который заряжен пулями диаметром 12,5 мм. При этом длина образующихся перфорационных каналов варьируется в пределах 65-145 мм и зависит от прочности и типа породы.

При торпедной перфорации диаметр снарядов составляет 22 мм. В процессе перфорации внутри колонны создаются высокие давления, способные деформировать и разрушать обсадную колонну и цементный камень. Стоит отметить, что пулевая и торпедная перфорации в настоящее время применяются ограниченно.

Гидропескоструйную перфорацию в основном применяют при проведении капитального ремонта скважин, для повторной перфорации после изоляционных работ, а также в разведочных скважинах с многоколонной конструкцией.

При кумулятивной перфорации каналы образуются за счет кумулятивного эффекта и сфокусированного взрыва, направленного для создания и улучшения гидродинамической связи скважины с пластом. Кумулятивный эффект представляет собой направленный взрыв, который достигается за счет того, что передняя часть заряда взрывчатого вещества

выполняется в форме воронки, тогда взрывная волна и поток частиц идут не параллельно, а фокусируются в одной точке, где наблюдается максимальная мощность взрыва. При данном виде перфорации глубина канала достигает 1350 мм, а его диаметр в средней части составляет 8-15 мм, размеры каналов варьируются в зависимости от типа перфоратора, прочности породы, механических свойств материала и обсадной колонны.

Сверлящая перфорация является одним из методов вторичного вскрытия пластов и основана на механическом способе разрушения. При сверлящей перфорации исключается деформация и разрушение обсадных колонн и цементного кольца, ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне пласта. Сверлящие перфораторы особенно эффективны при небольшой толщине пластов, близком расположении водоносных и продуктивных горизонтов и переслаивающихся водонефтяных пластов.

При щелевой перфорации создается вертикальная щель большой протяженности, которая способна вскрыть все флюидопроводящие каналы продуктивного пласта.

Гидромеханическая прокалывающая перфорация является селективной перфорацией. При данном виде перфорации специальный перфоратор формирует в колонне отверстия размерами от 16x20 мм до 20x800 мм за счет вдавливания в стенку колонны прокалывающих резцов. Через образованные отверстия на цементное кольцо и горную породу воздействуют высоконапорные струи жидкости, не содержащие в себе абразивных частиц [8].

1.7 Ремонтно-изоляционные работы

Ремонтно-изоляционные работы осуществляются с целью ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны и ограничения водопритока в скважину. РИР могут осуществляться различными тампонирующими материалами (цементом, жидким стеклом), установкой пластыря или пакерами (двухпакерными компоновками, например). Особенность этого вида ГТМ в том, что эффективность проведенных работ заключается скорее не в получении

дополнительной добычи нефти, а в снижении содержания воды в продукции скважины [7].

1.8 Зарезка боковых стволов

Зарезка ствола - точка, где ствол скважины начинает отклоняться от вертикали при наклонно-направленном и горизонтальном бурении; это технология бурения из материнского основного ствола скважины нового ствола, для геологоразведочных и ремонтных работ, а также с целью возврата в разработку нефтяных скважин, которые по ряду геологотехнических условий не могли быть задействованы при выполнении других операций.

Бурение боковых стволов из существующих скважин – эффективный способ капитального ремонта и реконструкции скважин. Технология особенно эффективна для месторождений на поздней стадии разработки [6].

1.9 Оптимизация режимов работы

Во время эксплуатации, когда возможности скважин превышают потенциальную подачу насоса, а применение других методов невозможно в силу различных причин, максимальный дебит жидкости предопределяет подбор соответствующей насосной установки.

2 Анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири

Применение определенного геолого-технического мероприятия зависит от конкретных геологических свойств месторождения и условия залегания пород в пласте. Правильный выбор метода играет очень важную роль, так как он определяет на сколько эффективным будет результат воздействия на ПЗП. От этого будет зависеть величина продуктивности скважин, а также её дебита.

В этих целях рассмотрим несколько месторождений Западной Сибири, которые характеризуются разными геологическими свойствами.

2.1 Применение геолого-технических мероприятий на Шингинском нефтяном месторождении

Добыча нефти на Шингинском месторождении ведется с 1997 г. На 01.01.2013 г. Шингинское месторождение разрабатывается 93 действующими добывающими скважинами, одна из которых №335Г с горизонтальным окончанием ствола, и 42 нагнетательными скважинами.

Применение методов, которые направлены на интенсификацию добычи нефти и увеличении нефтеотдачи пластов, выполняются на Шингинском месторождении с 2006 г. Используются гидродинамические и механические методы. Данные по применению ГТМ на Шингинском месторождении заносятся в базу данных WIZ GTM, начиная с 2006 г.

За период 2006-2013 гг. на Шингинском месторождении было проведено 242 геолого-технических мероприятий (ГТМ), дополнительная добыча нефти составила 812 тыс.т. Основная добыча нефти получена от ГРП представлена на рисунке 2.1.

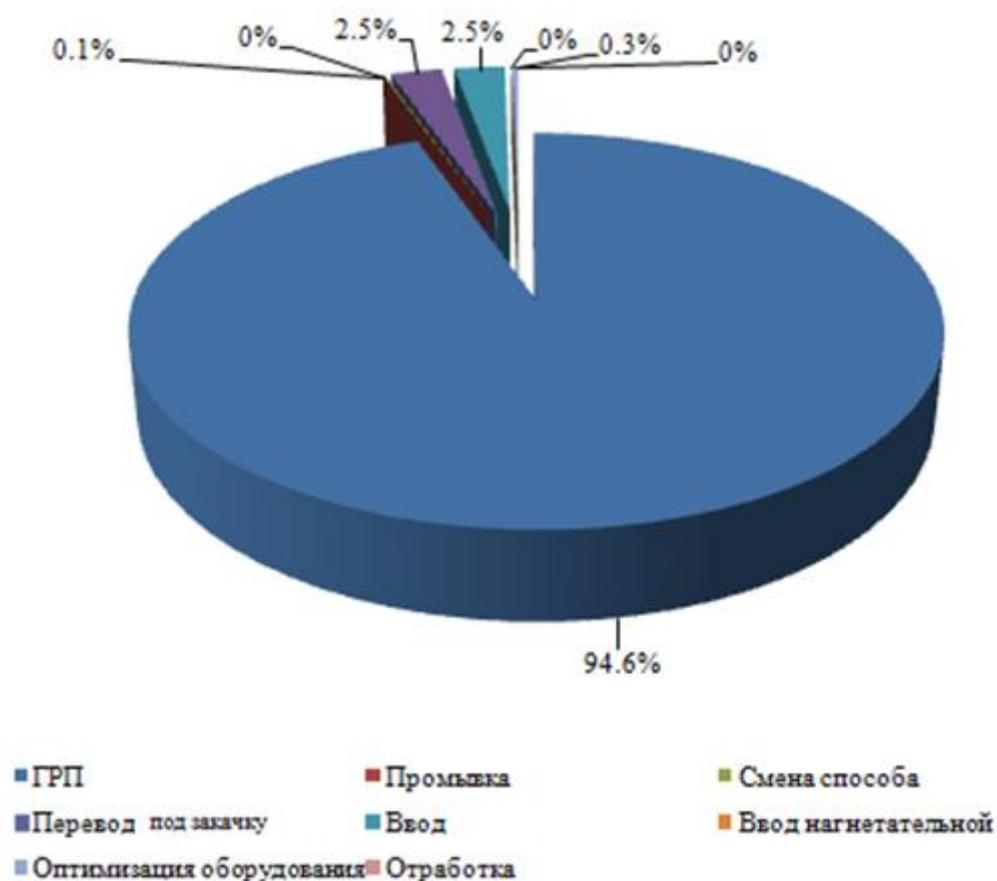


Рисунок 2.1 — Распределение эффективности основных геолого-технологических мероприятий, применяемых на Шингинском месторождении (2006-2012 гг.)

За период 2006-2012 гг. было проведено: 129 ГРП, 10 раз проводили смену способа эксплуатации скважин, перевод под закачку - 40 операций, 18 операции по вводу скважин из бездействия, 3 ввода нагнетательных скважин.

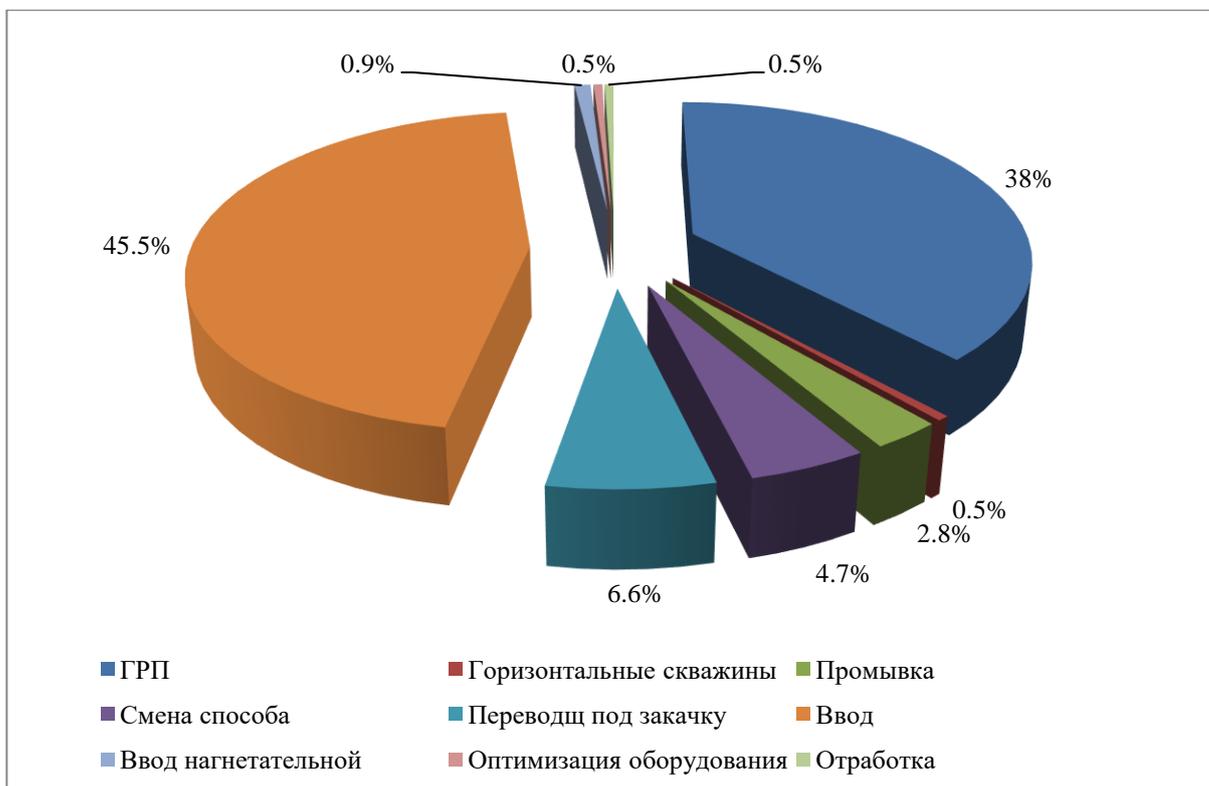


Рисунок 2.2 — Распределение количества геолого-технологических мероприятий по видам (2006–2012 гг.)

Рассмотрим ГТМ, проведенные за 2006–2012 гг. Всего за данный период различным видам воздействия на призабойную зону и пласт с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти подверглись 88 скважин. Динамика проведения и эффективность ГТМ приведены в таблице 2.1.

Дополнительная добыча нефти по месторождению за счет реализации ГТМ в 2006–2012 гг. оценена в 1932 тыс.т, что составляет 96% от накопленной добычи нефти по Шингинскому месторождению за весь период его разработки.

Из основных видов ГТМ на месторождении применялся только ГРП – 143 скважины, остальные виды ГТМ относятся к прочим и не имеют значительной дополнительной добычи нефти.

Таблица 2.1 – Эффективность применения ГТМ на Шингинском месторождении

Виды ГТМ	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2006-2012
<i>на добывающих скважинах</i>								
1. Горизонтальные скважины								
а) количество пробуренных скв.			1					1,0
б) добыча нефти в тек. году, тыс. тонн.			1,5					1,5
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс. т			1,5	3,0	5,3			9,8
2. ГРП								
а) количество проведенных операций (шт)		10		16	54	44	19	143
б) доп. добыча нефти тек. года, тыс. т		66,9		114,0	257,6	326	116	880
б) доп. добыча нефти тек. + пр.лет, тыс. т		66,9	72,8	165,0	372,3	607,6	559,0	1844
Прочие методы			1,09	2,27	2,26			
3. Промывка								
а) количество проведенных операций (шт)		4	2					6
б) добыча нефти в тек. году, тыс. тонн.		0,1	0,2					0
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс. т		0,1	0,2					0
4. Смена способа								
а) количество проведенных операций (шт)		8			2			10
б) доп. добыча нефти тек. года, тыс. т		0,4			0,0			0
б) доп. добыча нефти тек. + пр.лет, тыс. т		0,5	0,1		0,0			1
5. Перевод по закачку								
а) количество проведенных операций (шт)			2	1	11	14	12	40
б) добыча нефти в тек. году, тыс. тонн.			2,9	0,0	1,2	7,1	6,1	17
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс. т			2,9	9,3	5,5	8,3	12,4	38
6. Ввод								
а) количество проведенных операций (шт)	3	17	9	15	52	42	17	152
б) добыча нефти в тек. году, тыс. тонн.	0,8	0,1	11,7	0,7	0,2	8,4	3,4	25
7. Ввод нагнетательной								
а) количество проведенных операций (шт)					2	1		3
б) добыча нефти в тек. году, тыс. тонн.								0,0
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс. т								0,0
8. Оптимизация оборудования								
а) количество проведенных операций (шт)					1			1
б) добыча нефти в тек. году, тыс. тонн.					2,3			2,3
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс. т					2,3			2,3
Всего мероприятий	3	39	14	32	122	101	48	356
Всего дополнительная добыча тек. года	1	68	16	115	261	341	126	927
Всего доп. добыча тек. года + пр.лет	1	71	89	179	386	624	583	1932
в) добыча нефти тек. года + пр.лет, тыс. т	0,8	3,0	11,7	1,7	0,2	8,6	12,0	37

Анализ эффективности ГРП

Проведение ГРП как одного из эффективных методов повышения продуктивности скважин на Шингинском месторождении начало внедряться с 2007 г. на скважинах, выходящих из бурения. Все обработки по ГРП проводились на объекте Ю₁¹ без приобщения в большинстве случаев обводненного горизонта Ю₁³⁻⁴.

Технологическая эффективность проведения гидравлического разрыва пласта оценивалась путем сопоставления базовых уровней добычи нефти по скважинам, рассчитанных до мероприятия, с фактическими уровнями добычи после проведения мероприятия.

Средняя продолжительность эффекта с 2007 г. по 2013 г. Составила девятнадцать месяцев. За рассматриваемый период всего закачано 13013 т. проппанта, средний объем закачки на скважину составил 91 тонну, на метр эффективной толщины приходится 10 т. проппанта. Средние значения стартового дебита, объема проппанта, коэффициента продуктивности при различных нефтенасыщенных толщинах приведены на рисунке 2.3.

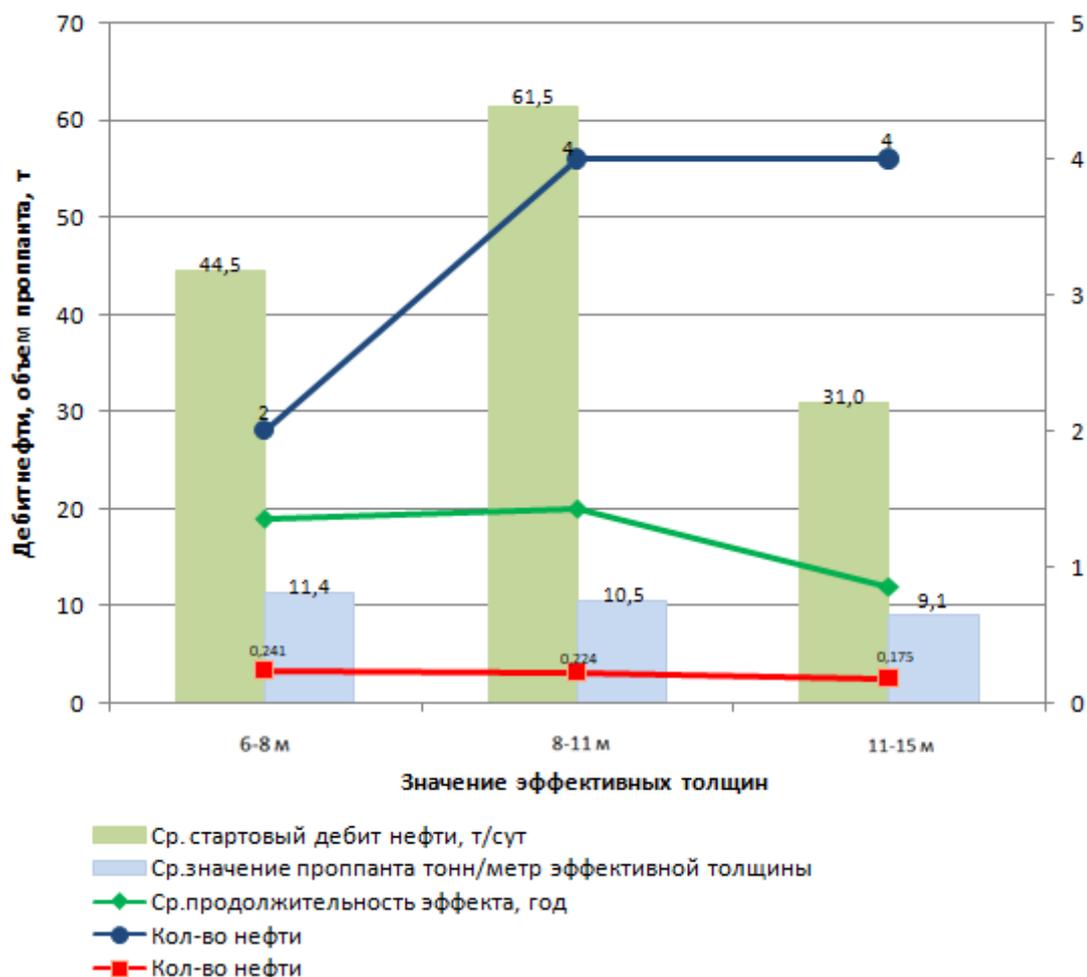


Рисунок 2.3 – Сравнение средних значений стартового дебита нефти, количества проппанта и коэффициента продуктивности после ГРП по эффективным нефтенасыщенным толщинам.

Одним из рычагов повышения технологической эффективности служит качественное моделирование пластовых условий, профиля напряжений, размеров стадий и прогноз утечек жидкости ГРП.

Несомненно, мероприятия по ГРП являются эффективными, так как гидравлический разрыв объекта позволяет не только интенсифицировать приток жидкости, но и вовлечь в разработку ранее не дренируемые участки, тем самым, увеличивая конечную нефтеотдачу.

Новых технологий не применялось. Анализ качества и сложившейся технологии проведения ГРП показывает, что на месторождении удастся применять агрессивные типы дизайнов. Отличительными моментами

проведенных работ, являются высокий процент закаченного проппанта с концентрацией более 1100 кг/м³ (в среднем 49 % на скважину), высокая конечная концентрация (в среднем 1150 кг/м³) и агрессивный график закачки. Положительный момент таких дизайнов – это хорошая упаковка и равномерное распределение проппанта в сформированной трещине.

Перевод под закачку

Перевод скважин под закачку на Шингинском месторождении применялся 40 раз. Дополнительная добыча нефти составила 38 тыс.т, средний прирост дебита 3 т/сут, средняя продолжительность эффекта 3 месяца. Данный вид ГТМ будет востребован и далее при расширении сетки бурения с целью поддержания пластового давления в зонах отборов.

Промывка скважин

Промывка скважины является низкоэффективным видом ГТМ для Шингинского месторождения за 2007-2013 гг. было проведено 6 скважинных операций. Дебит нефти вырос от 0,1 до 3,6 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 0.2 тыс.т., продолжительность эффекта составила от 3 до 153 дней. Успешность составляет 50%. Данный вид ГТМ не эффективен для данного месторождения.

Смена способа эксплуатации

За рассматриваемый период было выполнено 10 операции по смене способа эксплуатации скважин. Дополнительная добыча нефти 1 тыс.т. Средний прирост дебита нефти 0.4 т/сут, максимальная продолжительность эффекта составила 339 дней. Успешность составила 80%. Данный вид ГТМ отмечается низкой эффективностью.

Ввод скважин

Операция по вводу скважин как вид ГТМ за рассматриваемый период была выполнена 152 раз. Дополнительная добыча нефти составила 37 тыс.т. средний прирост дебита 4,7 т/сут, средняя продолжительность эффекта 87 дней, успешность данного вида ГТМ 96%.

Бурение горизонтальных скважин

В ноябре 2008 г. на месторождении введена в разработку первая горизонтальная скважина №335Г, за 2008-2012 гг. добыто 18 тыс. т нефти. Средние начальные дебиты составили 34 т/сут, что выше в несколько раз начальных дебитов скважин, по которым не проводилось ГРП.

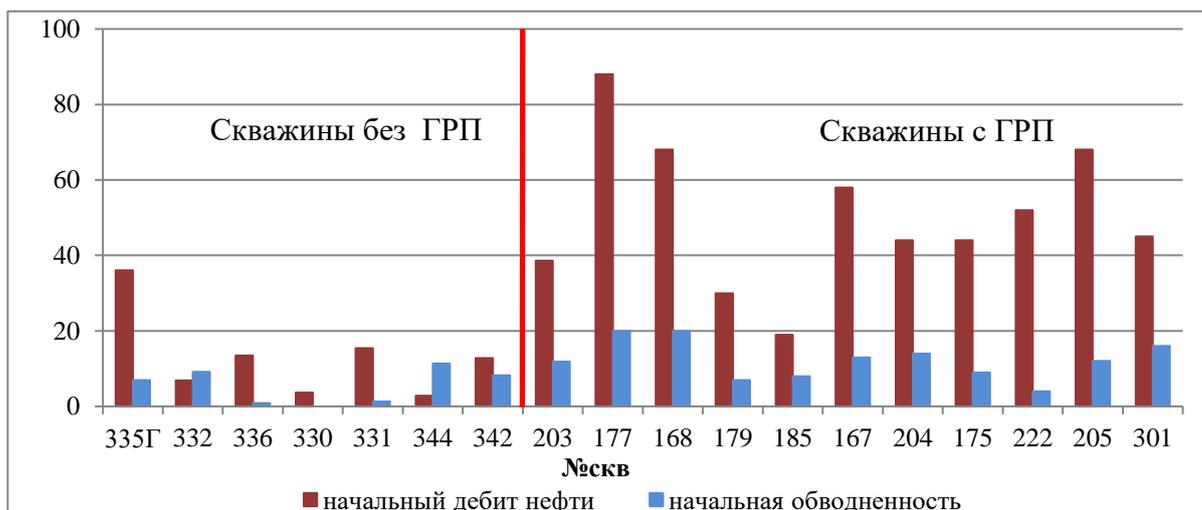


Рисунок 2.4 — Распределение начальных дебитов нефти и обводненности по скважинам без ГРП и с ГРП

Из рисунка 2.4 видно, что дебит по горизонтальной скважине №335Г более соответствует дебитам скважин с проведенным на них ГРП при вводе в разработку.

Ввод скважины № 335Г в эксплуатацию планировался с ГРП. Проведение ГРП проходило с отклонением от программы, был получен стоп на первой стадии закачки из-за невозможности транспортировки пропантной смеси ввиду некачественной перфорации хвостовика. ГРП был остановлен. Таким образом, скважина работает до декабря 2009 г. на естественном режиме фильтрации без дополнительной трещиноватости.

Дебиты по нефти и жидкости по всем скважинам значительно снижаются в течение нескольких месяцев независимо от того, проведен на них ГРП или нет, затем стабилизируются на определенном среднем уровне, а

обводненность остается относительно стабильной, что говорит о низкой фильтрационной способности пород коллекторов. Основной отбор флюида идет из близлежащей прискважинной зоны, а удаленная часть зоны дренирования очень слабо вовлечена в работу.

Из рисунка 2.5 видно, что после четырех месяцев работы происходит снижение дебитов в 3 раза и стабилизация на уровне 10 т/сут. Это связано с отбором нефти из прискважинной зоны в первые месяцы, в дальнейшем - со слабой фильтрацией в зоне дренирования скважины и, соответственно, более низкой скоростью поступления нефти к стволу скважины; также сказывается влияние энергетического состояния пласта в зоне отбора, где пластовое давление снижено более чем до 220 атм, а начальное составляло 264 атм.

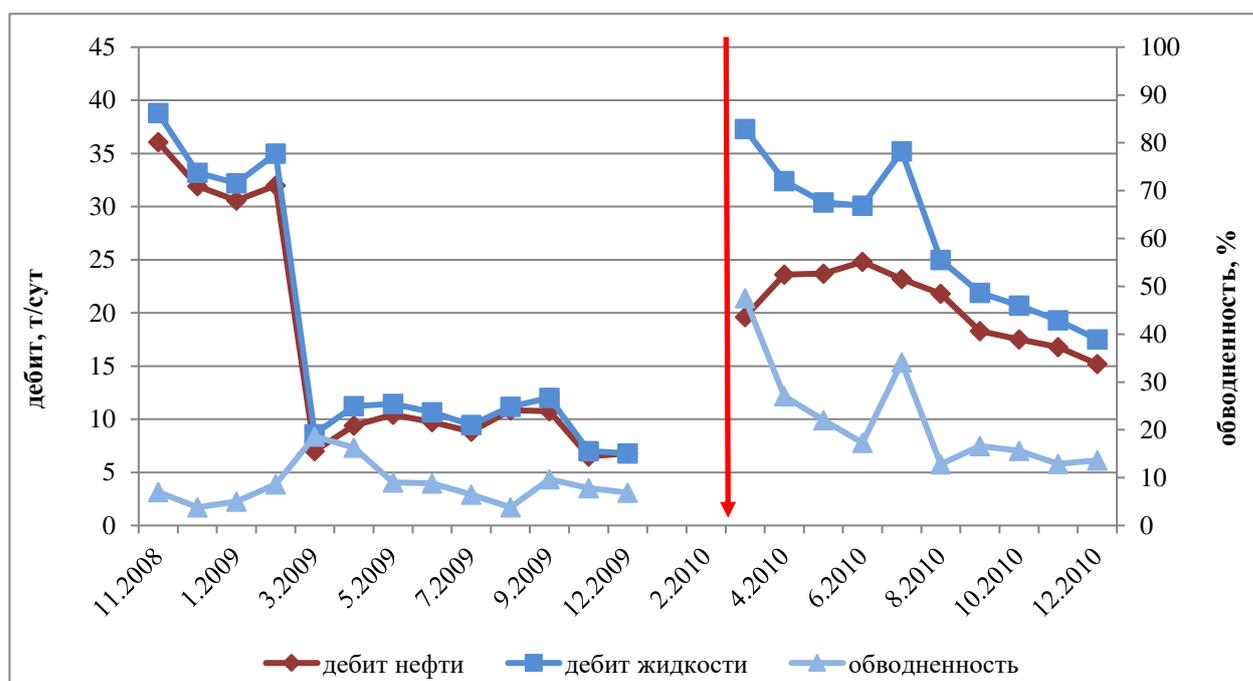


Рисунок 2.5 — Режим работы скважины №335Г

В апреле 2010 г на данной скважине был произведен ГРП. После запуска дебиты по нефти составили 19,6 т/сут., жидкость – 37,3 т/сут, обводненность – 47,5%. В дальнейшем происходит стабилизация и постепенное снижение дебитов по нефти и жидкости, обводненность стабилизируется на уровне 14%. На основании анализа работы горизонтальной скважины №335Г

можно сделать вывод, что данный вид ГТМ (бурение ГС без ГРП или со стандартной технологией ГРП) для условий Шингинского месторождения является низкоэффективным. В дальнейшем, рекомендуется бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийных ГРП – применение данной технологии хорошо зарекомендовало себя на других месторождениях в аналогичных коллекторах [9].

Проанализировав полученные данные, можно сделать вывод, что для Шингинского месторождения ГРП является основным методом интенсификации.

Результаты показывают, что применение ГРП по месторождению характеризуется значительной технологической эффективностью. Дополнительная добыча после ГРП за период 2006-2012 гг. составила 1722 тыс. тонн. В целом по месторождению на объекте Ю1 после проведения ГРП средний стартовый дебит жидкости составил 86 м³/сут, нефти 48 т/сут. За рассматриваемый период на действующем фонде средний прирост дебита нефти составил 30 т/сут. , на новом фонде – 36 т/сут.

Таким образом, гидравлический разрыв пласта дает огромный прирост к дебиту и является наиболее эффективным геолого-техническим мероприятием, в условиях рассматриваемого месторождения

2.2 Применение геолого-технических мероприятий на Покамасовском нефтяном месторождении

Покамасовское нефтяное месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа в 55 км от города Сургута. Залежь нефти приурочена к верхней части васюганской свиты - пласту ЮВ₁¹.

В течение всего периода разработки продуктивного пласта ЮВ₁¹Покамасовского месторождения для повышения эффективности добычи нефти проводились геолого-технические мероприятия (ГТМ), в том числе: вывод скважин из бездействия, перевод под закачку, гидроразрыв пласта,

выравнивание профилей приемистости в нагнетательных скважинах, оптимизация режимов работы добывающих скважин.

Гидравлический разрыв пласта

В целом на объекте ЮВ₁¹ было проведено 303 скважино-операций в 253 скважинах. Суммарная дополнительная добыча нефти составила 3998.7 тыс.т (14.6% от накопленной добычи нефти в целом по объекту). По левобережной части проведено 230 скважино-операций в 182 скважинах (дополнительная добыча составила 3276.3 тыс.т), по правобережной – 73 скважино-операции в 71 скважине (дополнительная добыча – 722.4 тыс.т).

Обработка призабойной зоны

В период 2005-2010 гг. на месторождении проведено 15 ОПЗ, по левобережной части выполнено 9 скважино-операций, по правобережной - 6 скважино-операций. Эффект от мероприятия за данный период составил 27.4 тыс.т.

Перфорационные методы

Перфорационные методы на месторождении применялись, в основном, при выводе добывающих скважин из бездействия. На территории месторождения перестрел пласта был проведен в 12 скважинах, прирост добычи минимален. По линейному участку ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» было проведено 83 операции за период 2005-2010 гг, эффект от мероприятия составил 67.5 тыс.т нефти.

Вывод скважин из бездействия

За период 2006-2010 гг. на левобережном линейном участке выведенный из бездействия фонд составляет 63 скважин, дополнительная добыча нефти за счет вывода скважин из бездействия составила 17.5 тыс.т.

Оптимизация режимов работы

На территории месторождения начиная с 2002 г. проводится оптимизация режимов работы насосного оборудования. Всего проведено 116 операций по оптимизации в 77 скважинах, включая перевод скважин на форсированный режим работы. Дополнительная добыча нефти за счет проведения операций по

оптимизации режимов работы насосного оборудования, исключая скважины с форсированным отбором жидкости изменяется по скважинам от 0 до 67 тыс.т. Форсированный отбор жидкости организован на скважинах, характеризующихся низкой, средней и высокой обводненностью. Более высокая эффективность наблюдается по скважинам с низкой обводненностью продукции. На части скважин форсированному отбору жидкости предшествовал ГРП.

Зарезка боковых стволов

На сегодняшний день на месторождении выполнены ЗБС в 4 скважинах, 3 зарезки (№№ 373, 332, 329) на левобережном линейном участке и одна – на правобережном (№ 751). Дополнительная добыча нефти составила 37.8 тыс.т. В скважине № 332 ЗБС проведена 08.2007 г. по техническим причинам, после зарезки бокового ствола дебит нефти снизился более чем в 15 раз, обводненность продукции увеличилась с 25,9 до 88 %.

Кроме этого, на территории ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в трех скважинах было осуществлено радиальное бурение. Дополнительная добыча нефти составила 369 тонн/сут. [10].



Рисунок 2.6 — Распределение эффективности основных геолого-технологических мероприятий, применяемых на Покамасовском

месторождении

Таким образом, опираясь на вышеизложенные данные о результатах геолого-технических мероприятий можно сделать следующие выводы. Гидравлический разрыв пласта как самое распространённое геолого-техническое мероприятие в условиях данного месторождения показал значительную эффективность. При пересчете дополнительной добычи на скважинно-операцию средняя дополнительная добыча с одного процесса гидравлического разрыва пласта составила 13200 тонн нефти. Различные обработки призабойной зоны пласта принесли в среднем 1826 тонн нефти на одну скважинно-операцию. Вывод скважин из бездействия и перфорирование этих скважин, а также дополнительное перфорирование действующих, принесли в среднем 578 тонн дополнительной добычи нефти на одну скважинно-операцию. Зарезка бокового ствола проявила себя не однозначно, так с одной стороны был получен хороший прирост добытой нефти - 9450 тонн на одну скважинно-операцию, но с другой стороны в скважине № 332 после зарезки бокового ствола произошло 15-ти кратное снижение дебита и более чем 3-х кратное увеличение обводненности. Результаты оптимизации режимов работ скважин трудно оценить, ввиду того что оптимизация режимов проводилась в совокупности с другими геолого-техническими мероприятиями.

Исходя из рассчитанных показателей дополнительной добычи на одну скважинно-операцию можно оценить эффективность каждого геолого-технического мероприятия по отношению к другим.

Гидравлический разрыв пласта показал наивысшую эффективность, так ГРП принес в 7,2 раза больше дополнительной добытой нефти, чем различные обработки призабойной зоны, в 22,83 раза оказался эффективнее вывода скважин из бездействия и дополнительной перфорации. Зарезка бокового ствола также показала высокую эффективность, по отношению дополнительной добычи ЗБС уступила ГРП всего в 1,4 раза, но в свою очередь как было

замечено выше, операция по зарезке бокового ствола оказала колоссальное негативное воздействие на одну из скважин.

Таким образом, гидравлический разрыв пласта в совокупности с оптимизацией режимов работы дает огромный прирост к дебиту и является наиболее эффективным геолого-техническим мероприятием, в условиях рассматриваемого месторождения.

2.3 Применение геолого-технических мероприятий на Лугинецком нефтяном месторождении

С начала разработки на Лугинецком месторождении добыто 18270.8 тыс. т нефти, «Технологической схемой» предусматривалось добыть 20900.0 тыс. т, отставание от проектного показателя составляет 2629.2 тыс. т (12.6%). По последнему проектному документу добыча нефти за период 2007 – 2011 гг. должна составить – 5522.0 тыс. т, фактически добыто нефти – 3728.5 тыс. т, отставание составляет 1793.5 тыс. т или 32.5%.

В 2011 году уровень добычи нефти составил по месторождению с учетом выполненных ГТМ 620.3 тыс. т, в том числе за счет проведения геологотехнических мероприятий добыто 140.7 тыс. т (22.7%), а объем базовой добычи нефти составил 479.6 тыс. т (таблица 2.2). Геолого-технологические мероприятия на 2008 год не были запланированы.

Увеличение добычи нефти на месторождении, согласно последнему проектному документу, предполагалось за счет эксплуатационного бурения и ввода новых скважин.

За последние пять лет добыча нефти из «новых скважин», введенных из бурения составила всего 60.6 тыс. т вместо 395.0 тыс. т, введено 16 новых скважин вместо 104 скважин, заложенных в проектном документе.

Таблица 2.2 - Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ГТМ на Лугинецком месторождении за 2007 – 2011 гг.(с учетом переходящей добычи нефти)

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	2007			2008			2009			2010			2011			ИТОГО		
			проект	факт	+/-	проект	факт	+/-	проект	факт	+/-	проект	факт	+/-	проект	факт	+/-	проект	факт	+/-
1	Уровень добычи нефти	тыс. т	1028,0	1011,2	-16,8	1099,0	750,1	-348,9	1175,0	680,6	-494,4	1156,0	666,2	-489,8	1064,0	620,3	-443,7	5522,0	3728,4	-1793,6
2	Базовая добыча	тыс. т	918,0	559,5	-358,5	989,0	418,8	-570,2	1065,0	298,4	-766,6	1091,0	360,0	-731,0	1064,0	479,6	-584,4	5127,0	2116,3	-3010,7
3	Дополнительная добыча за счет ГТМ	тыс. т	110,0	451,7	341,7	110,0	331,3	221,3	110,0	382,2	272,2	65,0	306,2	241,2	0,0	140,7	140,7	395,0	1612,1	1217,1
4	Эксплуатационное бурение	тыс. м	73,9	0,0	-73,9	73,9	0,0	-73,9	73,9	27,6	-46,3	43,4	27,6	-15,8	0,0	0,0	0,0	265,1	55,2	-209,9
5	Ввод новых скважин, в том числе:	скв.	29	2	-27,0	29	0	-29,0	29	14	-15	17	3	-14	0	4	4	104	23	-81
6		тыс. т	110,0	0,8	-109,2	110,0	0,0	-110,0	110,0	60,7	-49,3	65,0	1,3	-63,7	0,0	1,4	1,4	395	64,2	-330,8
7	- из бурения	скв.	29	0	-29	29	0	-29	29	13	-16	17	1	-16	0	2	2	104	16	-88,0
8		тыс. т	110,0	0,0	-110,0	110,0	0,0	-110,0	110,0	58,2	-51,8	65,0	1,3	-63,7	0,0	1,1	1,1	395	60,6	-334,4
9	- переводы на др. горизонты	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	- приобщение	опер.	0	2	2	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2	2	0	5	5
12		тыс. т	0,0	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	3,6	3,6
13	ГРП	опер.	0	6	6	0	0	0	0	7	7	0	5	5	0	7	7	0	25	25
14		тыс. т	0,0	450,4	450,4	0,0	329,4	329,4	0,0	296,0	296,0	0,0	296,3	296,3	0,0	125,3	125,3	0,0	1497,4	1497,4
15	ИДН	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2	2	0	5	5
16		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	0,0	0,8	0,8	0,0	2,3	2,3
17	ОПЗ (ДП, КО, ИВВ)	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	7	7	0	12	12
18		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,8	0,0	0,8	0,8	0,0	3,6	3,6
19	МУН	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
20		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Закачка ПАВ	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
22		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	РИР	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1,0
24		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
25	Ликвидация аварий	опер.	0	4	4	0	14	14	0	18	18	0	12	12	0	12	12	0	60	60,0
26		тыс. т	0,0	0,5	0,5	0,0	1,9	1,9	0,0	25,5	25,5	0,0	4,3	4,3	0,0	12,2	12,2	0,0	44,4	44,4
27	Действующий фонд	скв.	429	193	-236	458	195	-263	474	176	-298	481	166	-315	465	170	-295	465	170	-295

Гидравлический разрыв пласта

На Лугинецком месторождении за 2007 - 2011 гг. выполнено 25 скважино-операции ГРП, работы проводились фирмами «МеКаМиннефть», «Shlumberger», «Newco» и «Катобь». В 2008 г. фирмой «Newco» проведен гидроразрыв пласта на 6 скважинах (№№ 619, 642, 809, 850, 1037, 1154), фирмой «Катобь» на 1 скважине № 839, дополнительно получено 48.8 тыс. т нефти, средний прирост добычи нефти на 1 скважину составил 7.0 тыс.т, прирост дебита нефти составил 24.9 т/сут, средняя обводненность на скважину 73.7%. В таблице 2.3 приведены данные по скважинам с ГРП – 2011 г.

Таблица 2.3 - Данные по скважинам с ГРП 2011 года

№№ скв.	Пласт	Дата ГРП	Насос	Параметры до ГРП			Насос	Параметры после ГРП		
				дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %		дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %
619	Ю1(3)	20.02.2011	ЭЦН-25	0,0	0,0	0,0	ЭЦН-80	8,9	108,0	90,0
642	Ю1(1)	29.02.2011	вор.	5,6	7,0	3,0	ЭЦН-80	43,9	106,0	50,0
809	Ю1(3+4)	08.03.2011	вор.	0,8	1,0	3,4	ЭЦН-60	26,8	60,0	46,0
839	Ю1/3	10.03.2011	вор.	0,4	1,0	40,0	ЭЦН-80	22,0	70,0	62,0
850	Ю1(3)	14.03.2011	ЭЦН-18	2,4	3,0	4,0	ЭЦН-80	49,4	89,0	33,0
1037	Ю1(3)	05.04.2011	вор.	1,6	2,0	2,0	ЭЦН-500	5,1	62,0	90,0
1154	Ю1(3)	08.04.2011	вор.	0,7	1,0	10,0	ЭЦН-80	20,4	112,0	78,0

Скважина № **850** куст 1 пласт Ю₁³. По данной скважине в интервале 2346.0 – 2361.0 м пласта Ю₁³ проведен гидроразрыв. Получена максимальная дополнительная добыча нефти 12.7 тыс. т, при максимальном приросте дебита нефти 44.0 т/сут, обводненность по данной скважине в пределах 3.0% - 5.0%.

Скважина № **642** куст 38 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП был проведен на пласт Ю₁³, дополнительно получено 9.2 тыс. т нефти, прирост дебита нефти составил 33.5 т/сут, обводненность увеличилась от 3.0% (до ГРП) до 50.0% (после ГРП).

Скважина № **809** куст 23 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП проведен в интервале 2459.0-2467.8 м. получено дополнительно 7.8 тыс. т нефти, прирост дебита нефти

составил 27.2 т/сут, обводненность увеличилась от 3.0% (до ГРП) до 25.0% (после ГРП).

Скважина № **1154** куст 38 пласт Ю₁³. Проведен ГРП на пласт Ю₁³ в интервале 2396.0 - 2406.0 м. По данной скважине получено дополнительно 7.0 тыс. т нефти, при увеличении дебита нефти с 0.7 т/сут (до ГРП) до 27.0 т/сут, существенно увеличилась обводненность продукции по данной скважине от 10.0% (до ГРП) до 88.0% (после ГРП).

Скважина № **839** куст 23 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП был проведен на пласт Ю₁³, дополнительно получено 4.9 тыс. т нефти, прирост дебита нефти составил в среднем за год 18.4 т/сут, изменился от 0.4 т/сут до 20.0 т/сут, произошел рост обводненности от 40.0% до 64.0%.

Скважина № **619** куст 31 пласт Ю₁¹. Скважина после проведения ГРП выведена из бездействия, объем добычи нефти составил 4.6 тыс. т, среднегодовой дебит нефти 15.8 т/сут, жидкости 95.9 т/сут, обводненность 83.5%. По данной скважине наблюдается рост обводненности, что предполагает развитие трещины в зону нижележащего водоносного пропластка.

Скважина № **1037** куст 68 пласт Ю₁³. По данной скважине при приросте дебита нефти 9.3 т/сут, дополнительно получено 2.5 тыс. т нефти. После проведения ГРП началось резкое обводнение скважинной продукции, так обводненность увеличилась с 2.0% до 90.0%, что предполагает развитие трещины в зону нижележащего водоносного пропластка.

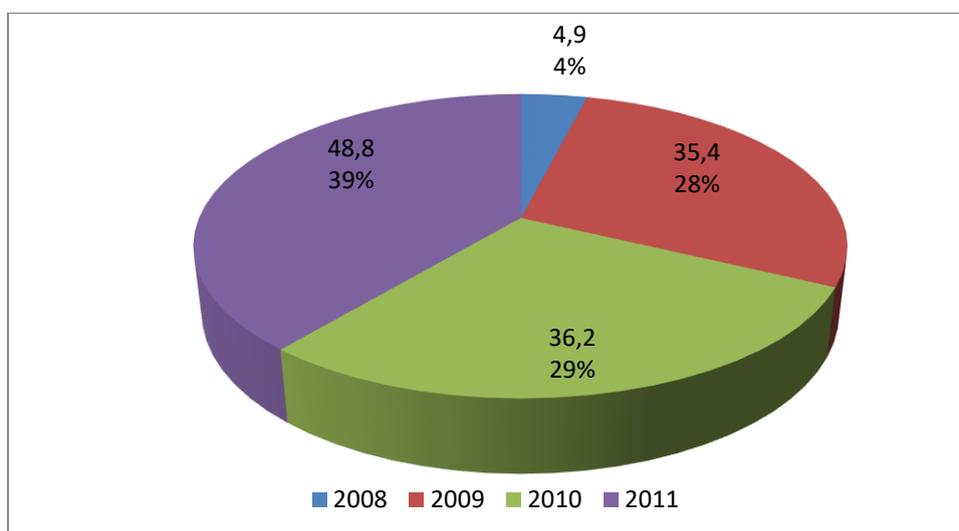


Рисунок 2.7 — Распределение дополнительной добычи нефти за счет ГРП по годам в тоннах

В 2011 году объем дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения гидроразрыва пласта на скважинах Лугинецкого месторождения за период 2008 – 2011 гг. составил 125.3тыс. т или 20.2% от всей добычи нефти по месторождению за отчетный год. На рисунке 2.7 представлено распределение дополнительной добычи нефти за 2011 год за счет операций ГРП, проведенных в период 2008-2011 гг., с учетом переходящей добычи.

Перфорационные методы

В 2011 г. проведена дополнительная перфорация на 7 скважинах (№№ 701, 1071, 724, 1036, 214, 838, 790).

По скважине № 724 проведена обработка скважины термогазохимическим методом, термогазохимическое воздействие на призабойную зону скважины (ТГХВ) заключается в сжигании на забое скважины порохового заряда, спускаемого на электрокабеле. Время его сгорания регулируется может длиться от нескольких минут до долей секунды. В соответствии с этим изменяется и газоприток, т. е. скорость выделения газа при сгорании пороха, что определяет давление и температуру в зоне горения. Кроме того, интенсивность процесса регулируется и количеством сжигаемого наряда, которое может изменяться от 20 до 500 кг. Несущественного изменения

дебита нефти (0.7 т/сут) после обработки скважины не наблюдается, обводненность скважины увеличилась практически в 2 раза, 50.0% до ГТМ и 98.0% после ГТМ.

В скважине № 214 проведена первичная перфорация интервала 2562.5 - 2574.5 м пласта Ю₁³ и скважина находится в совместной эксплуатации двух пластов Ю₁³+Ю₁⁴, от приобщения пласта Ю₁³ получено 238 тонн нефти. По остальным скважинам провели «дострел», «перестрел» уже существующих интервалов перфорации. Суммарная дополнительная добыча нефти, полученная от перфорационных методов в 2011 г. составила 828 тонн.

Оптимизация режимов работы

По скважине № 834 после смены насоса ЭЦН-160 на ЭЦН-250, ожидаемого эффекта от проведенного мероприятия не получено из-за неверных данных по динамическому уровню. Плановый дебит нефти - 86.0 т/сут, дебит нефти до ГТМ - 68.7 т/сут, дебит нефти после ГТМ составил 64.0 т/сут, а к концу года снизился до 45.3 т/сут. В скважине № 622 после смены насоса ЭЦН-50 на ЭЦН-125 дебит нефти, превышающий базовый 15.0 т/сут, продержался всего 4 месяца, к концу года снизился до 9.2 т/сут, дополнительно получено 773 тонны.

Ремонтно-изоляционные работы

В 2011 г. было проведено 46 мероприятий по РИР скважин, 38 из них на нефтяном и 8 на нагнетательном фонде. На 12 добывающих скважинах были ликвидированы аварии, дополнительная добыча нефти по этим скважинам составила 12.2 тыс. т. На одной скважине № 1149 проведены капитальный ремонт скважин, дополнительная добыча составила 172 т нефти. В целом дополнительная добыча от РИР составила 13.2 тыс. т нефти [11].

На рисунке 2.8 представлено распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ в 2011 г. (с учетом переходящей добычи нефти).

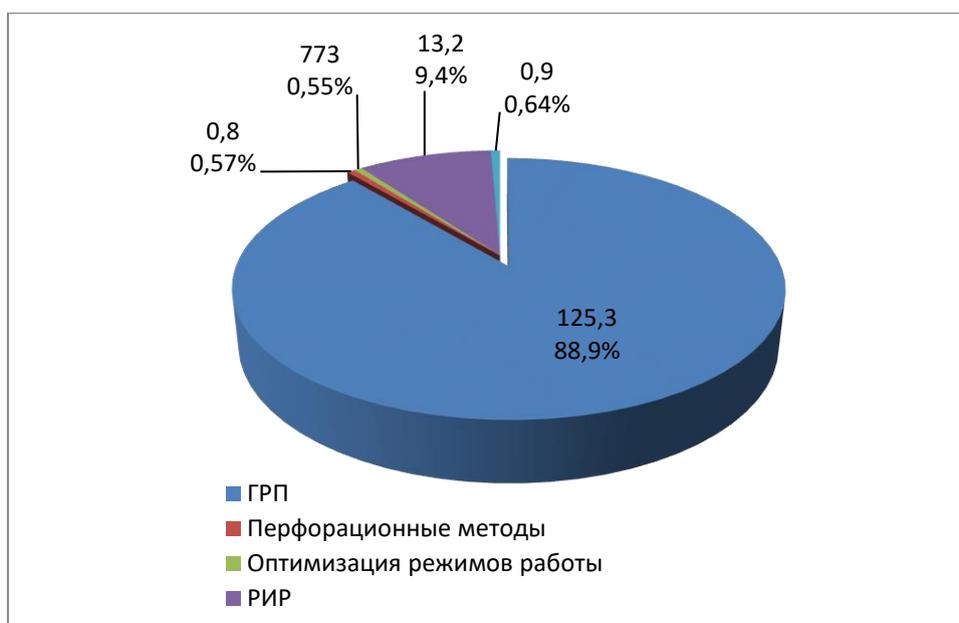


Рисунок 2.8 — Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ в тыс. т.

В итоге проведенного анализа можно сделать вывод, что основная дополнительная добыча нефти по Лугинецкому месторождению получена за счет ГРП и других ГТМ, не предусмотренных последним проектным документом. Общий объем дополнительной добычи за счет ГТМ (в 2011 г.) составил 140,7 тыс. т нефти или 35,0% от всего объема добытой нефти в этот период.

2.4 Применение геолого-технических мероприятий на Ломовом нефтяном месторождении

Ломовое нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области.

Залежь нефти приурочена к отложениям васюганской свиты верхней юры – пласты горизонта Ю₁

Для повышения эффективности выработки запасов нефти Ломового месторождения применяются различные мероприятия по интенсификации притока к добывающим скважинам, улучшению условий притока флюидов к

скважине. Для улучшения условий притока флюидов к скважине применяются такие методы как гидравлический разрыв пласта. Также на месторождении проведено достаточное количество мероприятий по обработке призабойных зон скважин, ремонтно-изоляционные работы, ликвидации аварий, мероприятия, направленные на интенсификацию притока.

С 2004 года дополнительная добыча нефти от ГТМ составляет 50 % и более от годовых отборов нефти. Основная доля дополнительно добытой нефти приходится на добычу от ГРП – 88 %. Максимальный отбор дополнительно добытой нефти был выполнен в 1994 г. за счет ГРП и составляет 127,6 тыс. т.

На рисунке 2.9 показана удельная дополнительная добыча нефти по видам ГТМ на одну операцию. Наибольшие значения добычи на начальный период приходятся на внедрения новых скважин (ВНС) а затем на ГРП.

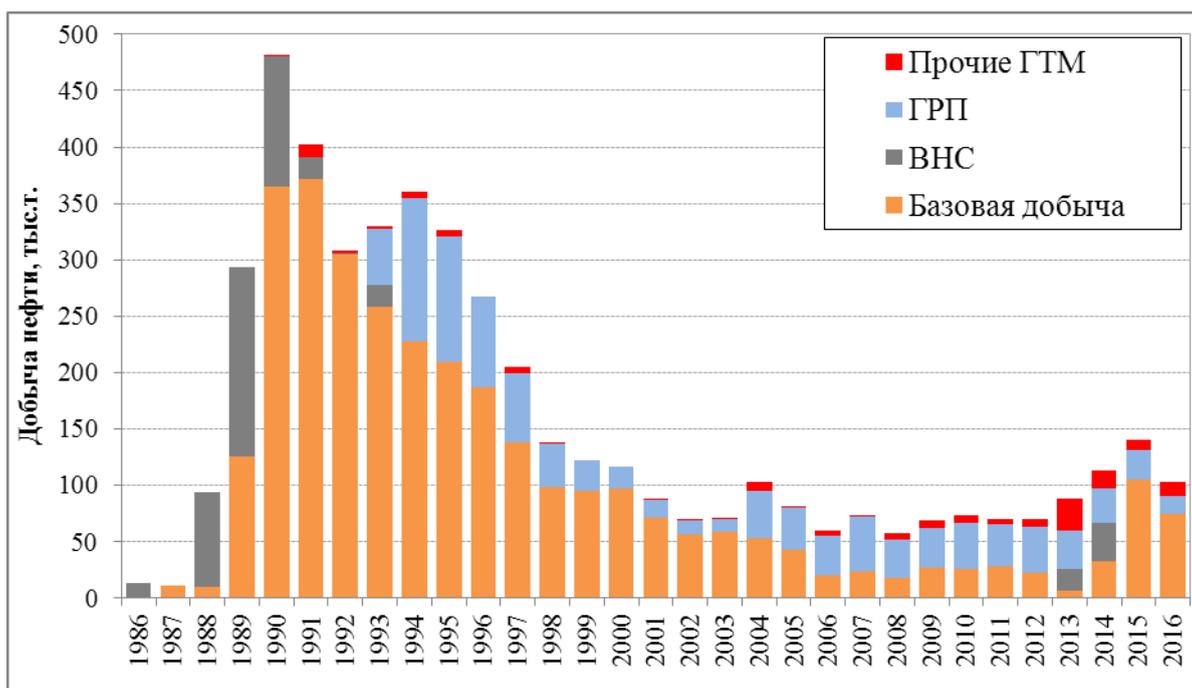


Рисунок 2.9 – Динамика добычи нефти на Ломовом месторождении

Всего за период разработки на Ломовом месторождении выполнено 362 операций различных ГТМ и добыто дополнительно нефти 1155 тыс. т, что составляет 24 % от накопленной добычи нефти по месторождению.

На рисунке 2.10 представлено распределение всех видов ГТМ проведенных на добывающих и нагнетательных скважинах по состоянию на 01.01.2017 год.

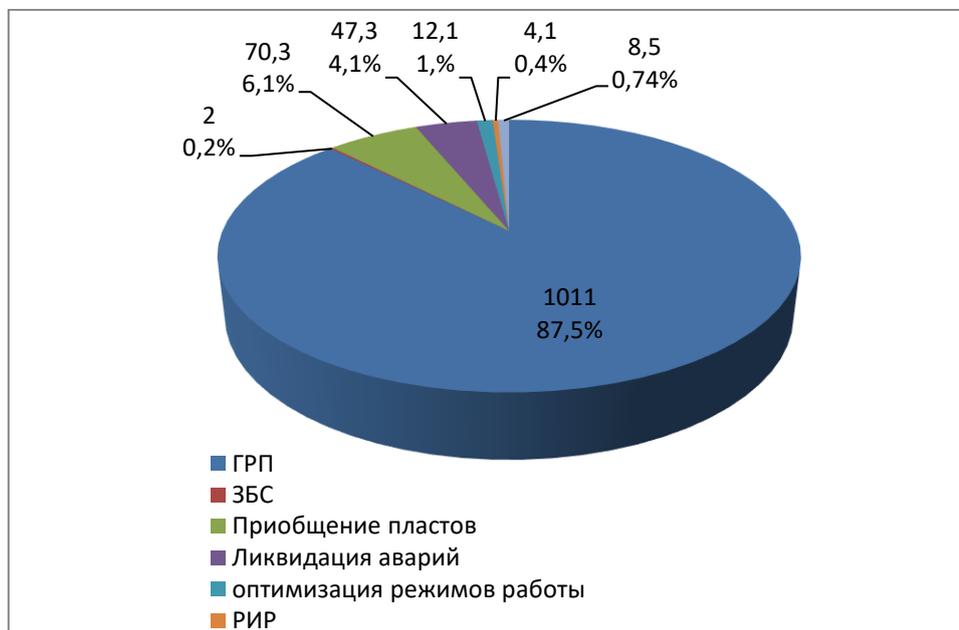


Рисунок 2.10 – Дополнительная добыча нефти от ГТМ по состоянию на 01.01.2017 год

Основные методы проводились на добывающем фонде скважин в объеме: гидроразрыв пласта (ГРП) - 116 опер. (36 %), приобщение пластов – 15 опер. (5 %), ликвидация аварий (ЛА) – 87 опер. (27 %), оптимизация режимов работы- 32 опер. (10 %), ремонтно-изоляционные работы (РИР) - 17 опер. (5 %), обработка призабойной зоны (ОПЗ) – 17 опер. (5 %).

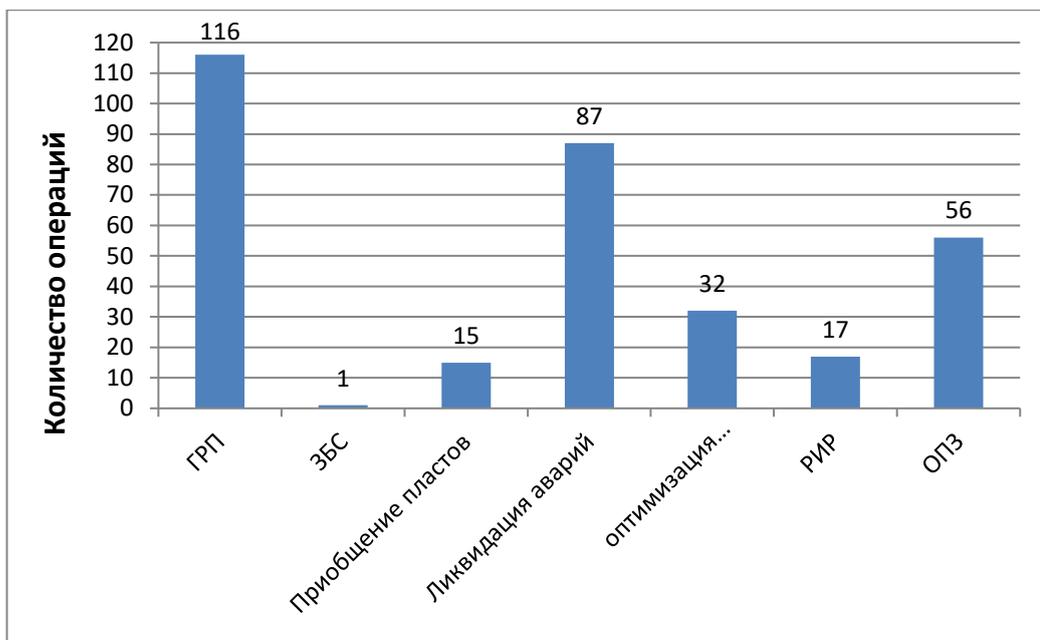


Рисунок 2.11 – Количество проведенных операций ГТМ состоянию на 01.01.2017 год

Зарезка боковых стволов

На Ломовом месторождении была выполнена одна операция по зарезке бокового ствола на скважине № 647 в 2013 году на два подсчетных объекта Ю₁¹⁺² и Ю₁³⁺⁴. Скважина находилась в бездействии с начала 2012 года по причине аварии. В августе 2013 года был получен приток нефти с зарезки бокового ствола, запускной дебит нефти составил 27,2 т/сут при обводненности 69 %. За семь месяцев работы было добыто 2,4 тыс. т нефти. Оценить эффективность ЗБС невозможно, т.к. скважина 02.2014 г. была остановлена из-за аварии, период работы ЗБС не значителен. При этом данная технология широко применяется на большей части соседних месторождений, со схожими свойствами.

В связи с этим на прогнозный период предлагается бурение боковых стволов для опробования технологии на месторождении и оценке их эффективности. Результаты работы по зарезке бокового ствола и технологические показатели представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты работы и технологические показатели скважины № 647

№ скв	Датаостановка ГТМ	Датаокончания / запуска	Ствол: накл.-напр./	Допроведения				Послепроведения (стартовые)				Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Примечание
				q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации	q н, т/сут	q ж, т/сут	обв. %	Способ эксплуатации			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
647	01.02.2013	19.08.2013	н-напр.	В Б/Д с 01.2012				27,2	87,5	68,9	ЭЦН	7	2,43	02.2014 г. остановка ЛА

Обработка призабойной зоны

Операции по дополнительной и реперфорации пластов проводились путём достреливания нефтенасыщенных, не затронутых разработкой пропластков, эксплуатируемого пласта.

В качестве технологий на месторождении применяются: дополнительная перфорация (ДП), различные виды кислотных обработок (СКО, ГКО), химическая обработка составом Гелий. Довольно часто данные методы используются совместно.

На месторождении за весь период разработки по состоянию на 01.01.2017 г. выполнено 90 операций, из них на добывающем фонде 56 операций, на нагнетательном фонде 34 операций. Дополнительная добыча нефти получена из 37 операций и составила 8,5 тыс. т.

Наибольший технологический эффект в добывающих скважинах получен при использовании комплексной обработки призабойной зоны пласта физическими и химическими методами, дополнительная добыча нефти получена из 7 операций и составила 3,5 тыс. т, при этом было выполнено 8 скважино-операций. За счет применения физических методов дополнительная добыча нефти получена из 15 операций и составила 2,7 тыс. т. нефти, при этом было выполнено 22 скважино-операций. От применения химических методов

воздействия дополнительная добыча нефти получена из 15 операций и составила 2,3 тыс. т, всего было выполнено 26 скважино-операций.

В результате ОПЗ добывающих скважин успешность работ составила 67%, положительный эффект был получен в 37 скважинах. Средний удельный технологический эффект составил 0,2 тыс. т на скважино/операцию. Дополнительная добыча нефти за счет ОПЗ на добывающих скважинах составила 0,7% от всей дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения ГТМ.

В 10 добывающих скважинах эффект от проведения ОПЗ не получен, отсутствует прирост дебита нефти. Также эффект отсутствует в четырех скважинах – после проведения ГТМ скважины не были запущены в работу, еще в пяти скважинах эффект определить не удалось, т.к. скважины запускались в работу спустя продолжительное время - от 1,5 до 7 лет.

Можно отметить, что положительный эффект не продолжителен. Дебит нефти достаточно быстро снижается до прежнего уровня. Средняя продолжительность эффекта составила 3 месяца.

На нагнетательном фонде скважин было проведено 34 операций ОПЗ. Следует отметить, что проводимые мероприятия на нагнетательных скважинах практически аналогичны мероприятиям, проводимым на добывающих скважинах. Для увеличения приемистости проводились ГТМ, включающие в себя дополнительную перфорацию, закачку кислотных растворов, а также комплексное применение дополнительной перфорации и химического воздействия.

Основная цель, преследуемая обработками ПЗП нагнетательных скважин это увеличение приемистости. Физическими методами воздействия проведено 10 скважино-операций. Химическими методами проведено 10 скважино-операций. Наибольшее количество скважино-операций – 14, приходится на комплексную обработку ПЗП физическими и химическими методами.

В четырех нагнетательных скважинах определение эффекта затруднено тем, что ГТМ выполнен при переводе скважин под закачку ранее эти скважины находились в добывающем или пьезометрическом фонде. Еще в двенадцати скважинах эффект определить не удалось, т.к. скважины запускались в работу спустя довольно продолжительное время - от 8 до 17 лет.

По успешно проведенным обработкам ПЗП, приемистость нагнетательных скважин увеличилась в среднем в 4 раза. Средняя продолжительность эффекта составила 12,7 месяцев.

Ремонтно-изоляционные работы

На Ломовом месторождении ремонтно-изоляционных работ с 2005 года было выполнено 17 операций на 10 скважинах. На пяти скважинах выполняли ремонтно-изоляционные работы не однократно. Дополнительная добыча нефти из 8 эффективных операций составила 4,1 тыс. т. В среднем продолжительность эффекта равнялась 3,4 месяца.

Максимальная дополнительно добыча нефти была получена в скважине № 612 и составила 2,2 тыс. т. за девять месяцев. В остальных случаях дополнительная добыча нефти составила менее 0,6 тыс. т.

Скважины № 302 и № 382 после проведения ГТМ не запускались, соответственно определить эффект от проведения ремонтно-изоляционных работ, не представляется возможным. На скважине № 719 эффект определен только после третьего раза проведения РИР, получена незначительная дополнительная добыча нефти – 0,3 тыс. т. На скважинах № 714 и № 375 эффект от РИР отнесен при первом выполнении на ОПЗ, а при втором на ГРП.

Операции по проведению РИР на остальных скважинах можно признать эффективными, так как была получена дополнительная добыча нефти.

Стоит отметить, что ремонтно-изоляционные работы были проведены также на одной нагнетательной скважине, запущенной в работу после продолжительно, около 17 лет, простоя.

Оптимизация режимов работы

Во время эксплуатации, когда добычные возможности скважин превышают потенциальную подачу насоса, а применение других методов невозможно в силу различных причин, максимальный дебит жидкости предопределяет подбор соответствующей насосной установки.

Для обеспечения установленного режима работы скважин в период с 2006-2016 гг. было проведено 32 операции по смене насоса на 24 скважинах. С положительным результатом проведено 28 операций и дополнительно добыто 12,1 тыс. т. нефти. Отрицательный результат получен в четырех скважинах №№ 311, 312, 651, 650.

Ликвидация аварий

За период 2004-2016 гг. на месторождении было ликвидировано 86 аварии в добывающих скважинах и одна авария в нагнетательной скважине. Из них по 41 скважино-операциям получена дополнительная добыча нефти в размере 47,3 тыс. т., по 34 скважино-операциям после проведения мероприятий по ликвидации аварий скважины не запускались, по пяти скважино-операциям эффект не определен, т.к. скважины запускались в работу спустя продолжительное время - от 2 до 4 лет, по четырем скважино-операциям эффект отнесен на другой вид ГТМ и в двух скважино-операциях эффект не получен. Скважино-операций с дополнительной добычей нефти более 1 тыс. т. – 16 операций. В остальных скважино-операциях дополнительный прирост нефти незначительный. Средняя продолжительность эффекта по скважинам составила 5,4 месяца. Максимальный отбор нефти после ЛА зафиксирован 2013 и 2016 гг. в скважинах №№ 309, 656 и составил 4,1-4,2 тыс. т.

Основной вид ремонта это извлечение оборудования из скважины после аварии в процессе эксплуатации.

Стоит отметить, что работы по ликвидации аварий проведены также на одной нагнетательной скважине № 1016 в 2007 году. После проведения ГТМ скважина в работу не запускалась.

Гидравлический разрыв пласта

На Ломовом месторождении стимулирование работы скважин технологией гидроразрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов воздействия на пласты. За время разработки на месторождении было проведено 116 операций ГРП на 85 скважине. Работы проводились силами компаний «Schlumberger», «Catobneft», «PetroAlliance», «CatKoneft», «Fracmaster». На рисунке 2.12 представлена динамика проведения ГРП за весь период и его эффективность по годам.

При проведении ГРП использовалась жидкость разрыва на водной основе. Для закрепления трещин на Ломовом месторождении использовался керамический проппант различной величины (размеры сит составляли 16/30, 16/20, 12/18/ 12/20). В ходе вывода скважины на режим после ГРП наблюдается повышенный вынос мехпримесей, в т.ч. предположительно проппанта. Высокое содержание твердых веществ в жидкости приводит к быстрому выходу из строя насосного оборудования.\

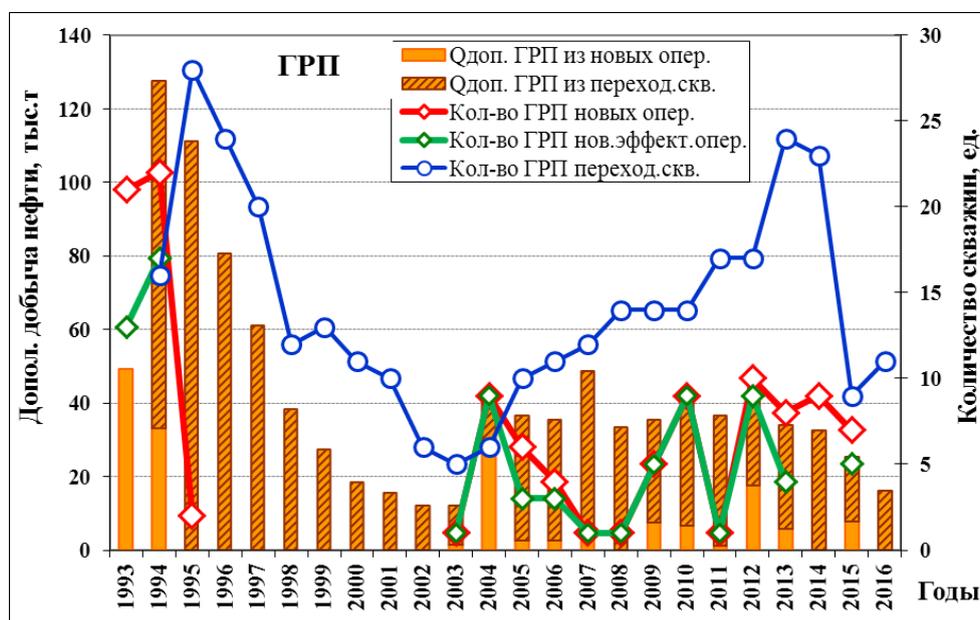


Рисунок 2.12 – Динамика проведения ГРП за весь период и его эффективность по годам

Всего в результате проведения ГРП за период 1993-2016 гг. дополнительно добыто 1011 тыс. т нефти, что составляет 88 % от всей добычи

нефти от ГТМ. Эффект был получен из 92 операций. Средний удельный технологический эффект составил около 11 тыс. т на одну успешную скважино-операцию. Средняя продолжительность эффекта составила 37 месяцев.

Из 92 скважино-операций с отрицательным эффектом проведены 11 скважино-операций, причем в двух скважинах после ГРП наблюдается снижение дебита и рост обводненности. 5 скважин после проведения ГРП были запущены в работу спустя продолжительное время (от 1 до 13 лет). В ходе проведения ГТМ в 3 скважинах произошли аварийные ситуации, и скважины не были запущены в работу. Также следует отметить, что в 13 скважинах эффектнонесен на другие виды ГТМ (ВНС, ЗБС, ПВЛГ). Еще в одной скважине № 625 ГРП проведен в конце 2013 года и по состоянию на 01.01.2017 не запущена в работу.

По 24 скважино-операциям, где был получен эффект, накопленная дополнительная добыча нефти составила меньше 2 тыс. т. По этому фонду проведенный ГРП можно расценивать как малоэффективный. При этом низкая эффективность ГРП в большинстве скважин связана с увеличением обводненности продукции, что вызвано попаданием трещины разрыва в промытые зоны или водоносные пласты.

На Ломовом месторождении за рассмотренный период эксплуатации в 23 скважинах были выполнены повторные ГРП. В 7 скважинах (№№ 302, 303, 312, 313, 321, 324, 603) ГРП было выполнено три раза. В скважине № 321 было выполнено ГРП в четвертый раз при приобщении пласта Ю₁³⁺⁴. Всего эффективность всех повторных ГРП составила 90 % (27 успешных операций).

Что касается эффективности повторных ГРП, то из рисунка видно, что прирост дебита нефти и жидкости по повторным операциям отмечается по всем скважинам. Примечательным является факт, связанный со снижением обводненности продукции в некоторых скважинах после ГРП. Это объясняется подключением в работу ранее не вскрытых перфорацией нефтенасыщенных

прослоев, пониженной проницаемости, что обеспечивают повышение охвата воздействием.

Всего в результате повторных ГРП дополнительно добыто 260 тыс. т нефти. Средний удельный технологический эффект составил 9,6 тыс. т на одну успешную скважино-операцию. Средняя продолжительность эффекта составила 38 месяцев. В целом анализ проведения повторных ГРП показало высокую эффективность и можно рекомендовать их проведение в дальнейшем [12].

В итоге можно сделать вывод, что проведенные геолого-технические мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи показали высокую эффективность. Дополнительно за счет ГТМ было добыто 1155 тыс. т. нефти, что составляет 24% от накопленной добычи нефти. Всего было проведено 362 операций.

Наибольшая доля (88 %) дополнительной добычи нефти приходится на ГРП. От остальных ГТМ эффекты незначительны. Таким образом, основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти пластов Ломового месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам и увеличению доли выработки запасов с помощью применения гидроразрыва пласта.

2.5 Применение геолого-технических мероприятий на Урманском нефтегазоконденсатном месторождении

Урманское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении находится на территории Парабельского района Томской области.

Применение методов, направленных на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов, проводятся на Урманском месторождении с 2003 г. Используются гидродинамические, физические, физико-химические, механические методы. Данные по применению ГТМ на Урманском месторождении заносятся в базу данных WIZ GTM начиная с 2003 г.

Начиная с 2003 г. проведено 353 ГТМ, дополнительная добыча нефти составила 311,5 тыс.т. За период 2011-2013 гг. на Урманском месторождении было проведено 247 геолого-технических мероприятий (ГТМ), дополнительная добыча нефти составила 59,8 тыс.т (рисунок 2.13, таблица 2.5). Основная добыча нефти получена от проведения гидроразрыва пласта и оптимизации оборудования. Основной объём ГТМ приходится на смену насоса. Отмечается низкая эффективность выполненных мероприятий, в среднем составляя 0,24 тыс.т/скв.

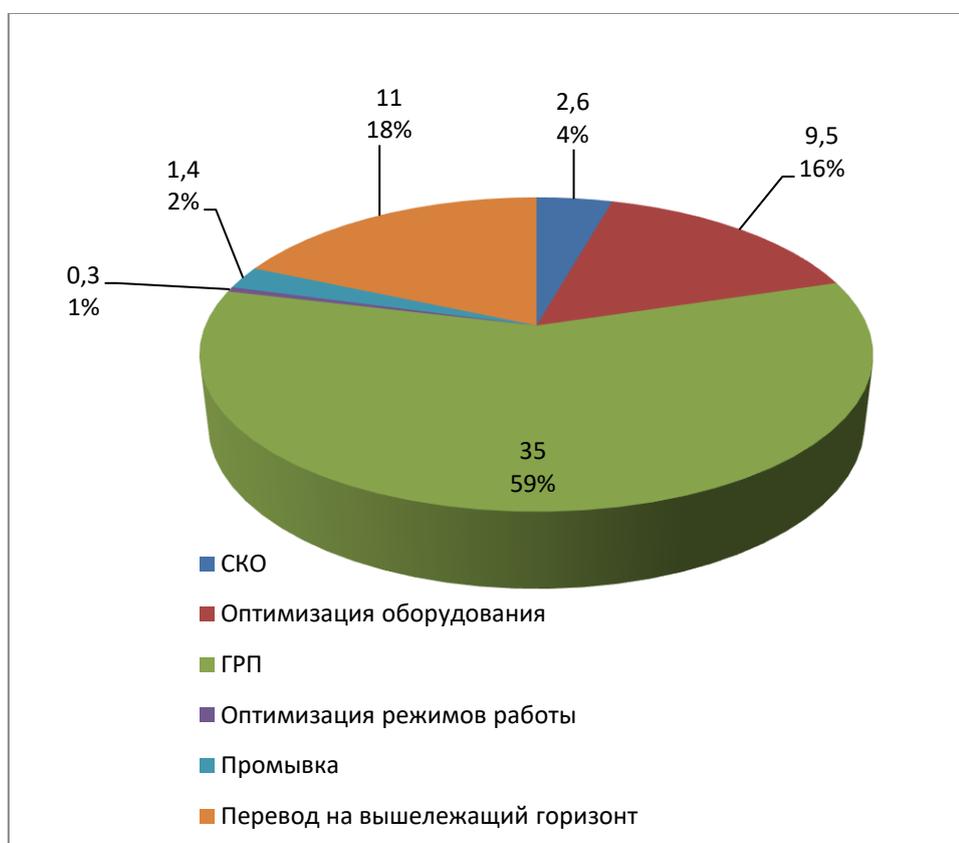


Рисунок 2.13 – Распределение эффективности основных геолого-технологических мероприятий, применяемых на Урманском месторождении (2011-2013 гг.)

Таблица 2.5 – Эффективность применения ГТМ на Урманском месторождении

Вид ГТМ	2011	2012	2013	Всего
СКО, тыс.т.			2,6	2,6
Оптимизация оборудования, тыс.т.		9,5		9,5
ГРП, тыс.т.		9,6	25,4	35

Сменанасоса, тыс.т.	0,3			0,3
Промывка, тыс.т.			1,4	1,4
Перевод на вышележащий горизонт, тыс.т.			11	11
Итого	0,3	19,1	40,4	59,8

Мероприятия выполненные в этот период: 16 ГРП, 3 СКО, 4 раза проводили смену способа эксплуатации скважин, переведено на вышележащий объект три скважины, по одной операции провели по оптимизации оборудования, ревизии, ВСП, промывке скважины и перестрел пласта, в нагнетательный фонд переведено восемь скважин (таблица 2.6). Как правило, основной объём работ приходится на объект М+М1 и только 8,5% на остальные объекты [13].

Таблица 2.6 – Выполненные ГТМ на Урманском месторождении сводная в течение 2011-2013 гг.

Вид ГТМ	2011	2012	2013	Всего
СКО			3	3
Сменаспособаэксплуатации	3	1		4
Оптимизацияоборудования		1		1
Ревизия		1		1
ВСП	1			1
ГРП		5	11	16
Аварии ЭЦН	2	3		5
Подзакачку	4	3	1	8
Прочее		1		1
Сменанасоса	113	46	43	202
Промывка			1	1
Перестрел	1			1
Переводнавышележащийгоризонт	2		1	3
Итого	126	61	60	247

Гидравлический разрыв пласта

Работы по ГРП 2011-2013 гг. были проведены на 16 скважинах: на объекте М+М1 – в семи скважинах, Ю₁₄₋₁₅ – в шести скважинах, Ю₇ – в трех. Проектным документом работы по гидроразрыву пласта предусматривались только на объекте Ю₁₄₋₁₅ в количестве 2 шт.

По объекту М+М₁ в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 75 т/сут (таблица 2.7), проектным документом проведение

данного метода на объекте не планировалось. Средний дебит нефти после мероприятия повысился в 1,4 раза с 7,4 т/сут до 10,7 т/сут. Кратность превышения дебита по жидкости также составила 1,4 раза. Процент обводненности увеличился на 2%. Из семи операций только одну можно признать неэффективной в связи с тем, что дебиты жидкости и нефти после мероприятия оказались ниже остановочных параметров.

По объекту Ю₁₄₋₁₅ в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 70,6 т/сут (таблица 2.8), проектным документом проведение данного метода планировалось в двух скважинах со средним дебитом нефти 6,2 т/сут.

Следует отметить, из шести выполненных мероприятий, два пришлось на скважины вновь вводимые на объект Ю₁₄₋₁₅. Фактический дебит нефти после мероприятия превысил планируемый в 2,3 раза и в среднем составил 14,2 т/сут.

Кратность превышения дебита по жидкости после мероприятия (по сравнению с режимом до него) составила 9,2 раза. Процент обводненности увеличился в 3 раза. Из шести операций только одну можно признать неэффективной, где был получен существенный прирост жидкости, но при этом возросла и обводненность продукции до предельного значения.

Таблица 2.7 – Эффективность ГРП. Объект Ю₁₄₋₁₅

Скважина	Пласт	Режимработына01.01.2014	ДатапроведенияГТМ	Видмероприятия	Режимдомероприятия			Режимпослемероприятия			Приростдобычипослемероприятия, т/сут	Продолжит. эффект, мес	Эффект, тыс.т.
					qn	qж	%	qn	qж	%			
105	Ю15	Нефтяная	20.03.2013	ГРП	4,2	6,1	29,7	0,1	32,6	99	-4,1		0
123	Ю15	Нефтяная	07.02.2012	ГРП				7,5	29,1	74,3	7,5	продолж	2,9
203	Ю15	Нефтяная	22.03.2012	ГРП	2,6	2,6	1,2	8,9	50,8	82,5	6,3	10	1,6
203	Ю15	Нефтяная	18.02.2013	ГРП	2,6	7,7	65,8	20,8	65,8	68,4	18,2	10	4,2
207	Ю15	Нефтяная	14.02.2012	ГРП				6,3	16,5	61,7	6,3	7	0,9
229	Ю15	Нефтяная	30.01.2013	ГРП	4,2	4,3	3,7	27	88	69,3	22,8	12	8,208

По объекту Ю₇ в целом суммарный фактический стартовый дебит нефти составил 27 т/сут (таблица 2.8), проектным документом проведение данного метода на объекте не планировалось. По факту выполнено три операции, все при переводе скважин с нижележащего объекта. Фактический дебит нефти после мероприятия в среднем составил 9 т/сут, находится в пределах 5-15 т/сут, дебит жидкости варьируется в пределах 28 – 74 т/сут, в среднем составляя 48,8 т/сут, обводненность – 78-88 %, в среднем – 81,5 %.

Таблица 2.8 – Эффективность ГРП. Объект Ю₇

Скважин а	Пласт	Режимработы на 01.01.2014	Датапрове дения ГТМ	Видмер оприятия	Режимдомероприятия			Режимпослемероприятия			Приростдо бычинефти,	Продолжит. эффект, мес	Эффект, тыс.т.
					qh	qж	%	qh	qж	%			
104	Ю7	Нефтяная	29.03.2012	ГРП				15,3	73,7	79,2	15,3	8	4
223	Ю7	Нефтяная	16.02.2012	ГРП				5,6	44,6	87,3	5,6	5	0,2
234	Ю7	Нефтяная	10.03.2013	ГРП				6,1	27,95	78	6,1	8	0,7

Все работы были произведены компанией «Шлюмберже» на основе накопленного опыта, применимого для данного месторождения. В целом основные параметры дизайнов аналогичны дизайнам, применяемым на Западно-Крапивинском месторождении. Технологических отклонений от программы работ не отмечалось.

Обработка призабойной зоны

Из кислотных методов наиболее широкое внедрение получили: солянокислотные (СКО) и грязекислотные (ГКО) обработки.

В период 2006-2013 гг. было проведено 11 скважино-операций по обработке призабойной зоны соляной кислотой (СКО). Дебиты нефти по скважинам выросли от 1,5 до 120 т/сут. Дополнительная добыча нефти от применения кислотных методов воздействия на призабойную зону пласта составила 2.6тыс.т по скважинам текущего года. В целом можно отметить, что

данная технология применялась на пласте М₁, который является карбонатным, а в пласте М присутствует значительная часть карбонатной компоненты.

Промывка скважин

Промывка скважины является эффективным видом ГТМ для Урманского месторождения за 2006-2013 гг. было проведено 9 скважино-операций. На скважине №763 дебит нефти вырос от 0 до 147,7 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 1,4тыс.т по скважине текущего года и 9,7 тыс.т по скважинам текущего года + переходящий эффект прошлых лет. Всего было проведено 34 промывки, средний прирост дебита нефти 7,6 т/сут, максимальная продолжительность эффекта 395 дней. Успешность составляет 60 %. Для данного вида ГТМ отмечается хорошая эффективность.

Перевод под закачку

Перевод в ППД был выполнен на 12 скважинах 1, 104, 112, 116, 123, 124,125, 211; 765; 767, 769, 770 в 2006-2013 гг.

Оптимизация режимов работы

В период с 2006 по 2013 г. в целях более полного использования возможностей скважин и установления оптимального режима их работы была проведена три операции по смене насосных установок. Всего дополнительно было получено 0,3тыс.т нефти.

Ремонтно-изоляционные работы

Данный вид ГТМ на Урманском месторождении практически не проводились только в 2010 году на скважине №766 был проведен ремонт негерметичности эксплуатационной колонны. Дополнительно добыто 0,7 тыс. тонн [14].

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что наибольший эффект прироста добычи нефти был получен от ГРП. Гидравлический разрыв пласта как самое распространённое геолого-техническое мероприятие в условиях данного месторождения показал значительную эффективность.

В целом за период 2006-2013 гг. на Урманском месторождении было проведено 390 геолого-технологических мероприятий, дополнительная добыча нефти составила 619 тыс. т и по скважинам текущего года + переходящий эффект прошлых лет 948,4 тыс.т.

3 Современный подход проведения ГРП по технологии HiWAY

Интенсификация работы нефтяных и газовых скважин методом гидроразрыва пласта используется с 1947 года, и за прошедшие 70 лет технология претерпела значительные преобразования, соответствующие целям и задачам стимуляции добычи в каждом отдельном случае.

Благодаря развитию технологии гидроразрыва пласта (ГРП) за последние несколько лет, извлечение запасов из пластов низкопроницаемых и залегающих на большой глубине становится не только реальным, но и позволяет достигать высоких значений коэффициента извлечения нефти, а также оптимизировать процесс притока пластового флюида к скважине. Цель гидроразрыва, помимо создания набора трещин в породе, на сегодняшний день заключается в управлении инициированием трещин и обеспечении максимально возможной проницаемости после проведения работ.

Коллекторские свойства резервуаров на новых участках месторождения представляют все меньше возможностей для экономически оправданного использования стандартного способа проведения ГРП. В этих условиях есть смысл обратить внимание на мировой опыт эксплуатации и интенсификации таких скважин. Большой опыт такого рода накоплен на месторождениях формации EagleFord в США. Здесь следует отметить, что для обеспечения желаемой эффективности обработки скважин необходимо стремиться к оптимальному использованию материалов ГРП, так как только правильная комбинация заканчивания скважины (расположение, определение числа стадий, стратегия перфорирования) и проекта ГРП может позволить достичь наибольшего позитивного воздействия на добычу.

С учетом вышесказанного необходимой составляющей программы обработки скважин становится применение инноваций, обладающих потенциалом как прироста производительности, так и снижения затрат на исполнение работ [15].

Для пластов на территории России характерны сравнительно большие расстояния между трещинами ГРП, по сравнению с зарубежными примерами при количестве стадий на одну скважину в большинстве своем от 5 до 8. Другим отличием отечественных месторождений, вызванным рисками водонефтяного контакта, является приоритет продольно направленных по отношению к стволу скважины трещин.

В горизонтальных скважинах помимо рисков нежелательного роста трещин в высоту и нарушения барьеров пристальное внимание также необходимо уделять снижению потерь на трение в колонне и на перфорациях, что в последствии может привести к преждевременной остановке обработки и значительным затратам времени и ресурсов на устранение последствий.

Поэтому еще более актуальна технология кластерного ГРП HiWAY, апробированная уже более чем в 25 странах мира и впервые в России – на Южно-Приобском месторождении [15].

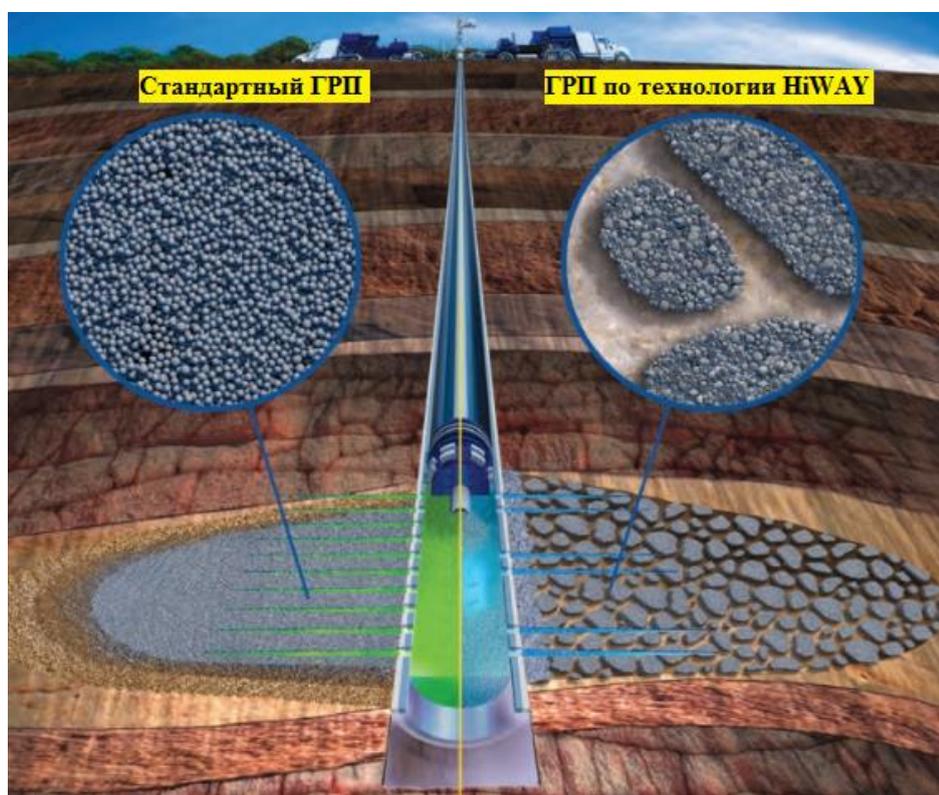


Рисунок 3.1 – Схема традиционного ГРП и ГРП по технологии HiWAY

Технология NiWAY - это революционный вид гидроразрыва пласта. Шаг вперёд технологии NiWAY заключается в том, что в данном случае прямой пропорциональности между качеством пропанта и эффективностью ГРП нет. Это обеспечивается созданием открытых каналов внутри трещины, что позволяет существенно повысить гидравлическую проводимость пластовых флюидов по сравнению с традиционной обработкой. В трещине хайвейпропант размещается неоднородно в виде пропантных «колонн», окруженных открытыми каналами.



Рисунок 3.2– Концепция технологии NiWAY

Данную технологию разработали ученые в Новосибирском технологическом центре компании Schlumberger. Подтвердив экспериментальным путем выигрыш в проводимости несплошных пропантных набивок, исследователи обратились к поиску методов, с помощью которых в скважине в имеющейся трещине можно было бы создать столбики пропанта, выдерживающие напряжения, вызываемые потоком флюидов и смыканием трещины, при этом сохранив открытыми каналы дренирования.

В модельных и экспериментальных исследованиях были опробованы несколько подходов к созданию столбиков пропанта в трещине, среди которых применение волокон из сплава с термомеханической памятью, вокруг которых должны собираться зерна пропанта, размещение инкапсулированных

разжижающих реагентов в определенных участках и периодический нагрев жидкости-песконосителя.

Выбрав наиболее перспективный метод, инженеры изменили способ доставки пропанта в скважину [18].

Увеличение проводимости в данном случае производится за счёт создания стабильных открытых каналов, которые в сравнении с традиционным ГРП, меньше подвергаются воздействию внешнего давления. Гетерогенные конгломераты инжектированного пропанта могут поддерживать открытость для транспортировки пластовых флюидов с гораздо меньшим сопротивлением течению. Для предотвращения диспергирования пропанта вводят конгломераты волокнистых материалов. Он связывает между собой пропант, создавая тем самым более плотную и устойчивую к внешнему давлению систему, что позволяет поддерживать открытость трещины на необходимом уровне. Серия открытых каналов внутри гидроразрывов достигается с помощью комплексного подхода к оптимизации графика течения. В результате неоднородного распределения пропанта достигается проводимость трещины в несколько раз больше, чем в обычном непрерывном размещении пропанта [17].

Существование таких каналов обуславливается специальной техникой закачивания смеси ГРП, позволяющей разделять кластеры насыщенного пропантом раствора и чистый раствор. Сам принцип использования технологии, основанный на импульсной закачке попеременно чистого раствора и насыщенного пропантом, приводит к снижению риска преждевременной остановки работы практически до нуля. Программа обработки в этом случае дополняется расчетами количества и устойчивости открытых каналов, основанными на геомеханической модели скважины и расписании закачки (стенки трещины не должны смыкаться в промежутках между распирающими их пропантными структурами).

График закачки HiWAY показан на рисунке 3.3. Расписание основано на графике закачки традиционного ГРП, главным образом разница заключается в

том, что пропант подается короткими импульсами в течение всех стадий кроме последней.

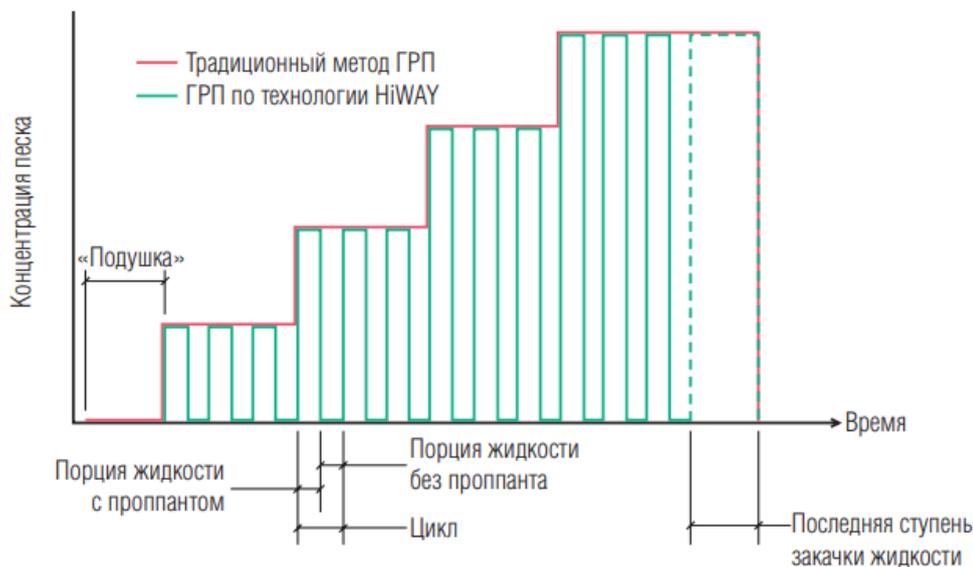


Рисунок 3.3 – Пример графика прокачки NiWAY

Внутри каждой стадии пропант подаётся с плановой концентрацией, количество импульсов зависит от необходимого объёма прокачки.

Существует два типа импульсов:

- пропантный импульс (грязный)
- чистый импульс (без пропанта, только жидкость разрыва)

Два соседних импульса образуют цикл. Импульсы характеризуются концентрацией (которая определяется стадией) и длительностью. Последняя ступень закачки, проводится как в традиционном ГРП, без импульсной подачи песка и без подачи фибера. Это делается для достижения безопасной и надежной связи между трещиной и стволом скважины.



Рисунок 3.4 – Файбер J579 и J659

Технология HiWAY подразумевает использование волоконных материалов, за счет которых проппант более эффективно удерживается в подвешенном состоянии и меньше оседает из кровельной части трещины вниз. А после закрытия трещины волокна растворяются и выносятся на поверхность, не препятствуя дальнейшему движению углеводородов.

На данный момент используют волокно J579 и J659. Волокно J579 является среднетемпературным: максимальная температура при которой его следует использовать 120°C, выше этой температуры деградация волокна будет происходить быстро.

Файбер J659 считается высокотемпературной добавкой. У этого продукта максимально применимая температура 180 °C, то есть до этой температуры волокно стабильно и имеет большую несущую способность, а его деградация происходит с нормальной скоростью [16].

3.1 Зарубежный опыт применения технологии HiWAY

Месторождение Лома-Ла-Лата (LomaLaLata), разрабатываемое компанией YPF, S.A., расположено на юго-западе Аргентины. На более чем 300 скважинах добывается 26% всего природного газа страны. Три продуктивные зоны залегают в песчаниках зернистостью от мелкой до крупной, приуроченных к свите Сьеррас-Бланкас (SierrasBlancas) в бассейне Неукен (Neuquén), на глубинах от 2896 до 3200 м (от 9500 до 10 500 футов).

Забойная температура и давление варьируют от 113 до 118°C и от 24,1 до 31,0 Мпа соответственно. Проницаемость и пористость коллектора средние и составляют 0,08—5 мД и 12—17% соответственно.

Несмотря на продолжающееся бурение новых скважин и проведение ГРП, добыча газа на месторождении в последнее время начала снижаться.

На фоне растущего спроса на энергоносители в Аргентине данная ситуация заставила компанию-оператора рассмотреть возможность применения новых методов интенсификации притока в скважинах.

Инженеры провели исследование на базе 15 эксплуатационных скважин, в семи из которых был проведен ГРП по технологии HiWAY, а в остальных соседних скважинах был проведен традиционный ГРП.

Для чистоты эксперимента во всех скважинах использовали одинаковые жидкости разрыва и одинаковые проппанты.

В первые 30 суток после ГРП дебит добычи скважин, где была применена технология HiWAY с созданием открытых каналов, на 53% превысил дебит добычи в скважинах, обработанных традиционным образом.

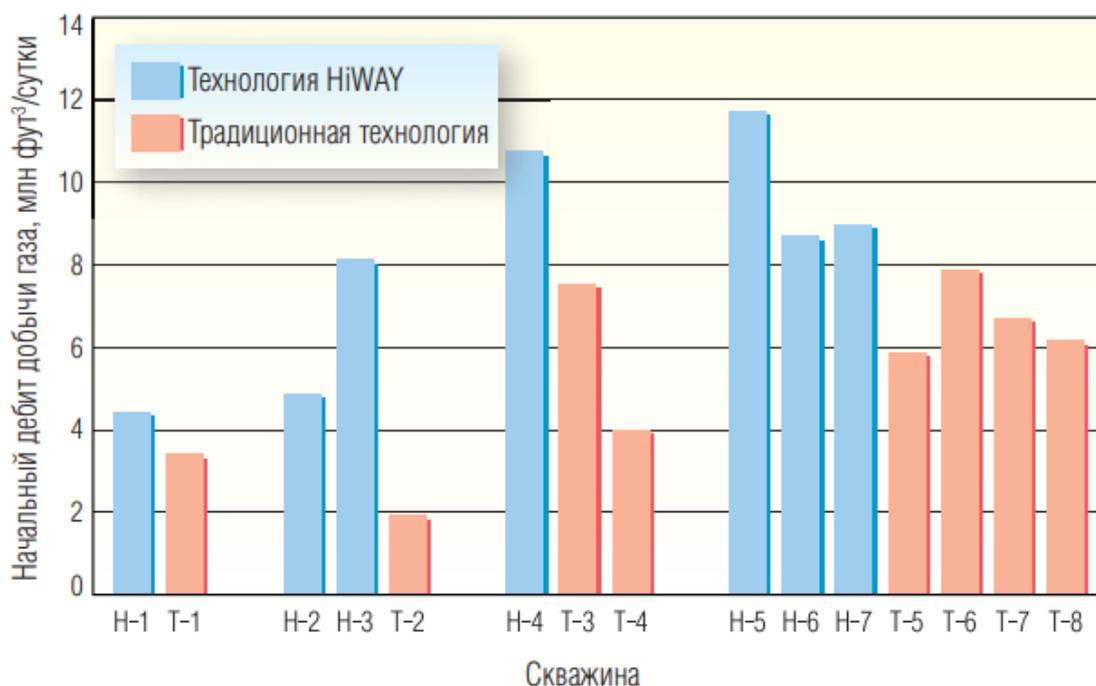


Рисунок 3.5 – Результаты начального дебита скважин на месторождении Лома-Ла-Лата.

Инженеры продолжали наблюдать за динамикой добычи в нескольких из этих скважин в течение 2 лет (рисунок 3.6).

Накопленная добыча газа из скважины, обработанной по технологии HiWAY, была на 29% выше, чем в соседних скважинах после традиционного ГРП, что в денежном выражении составило примерно 4,8 млн долл. США дополнительной выручки в текущих ценах.

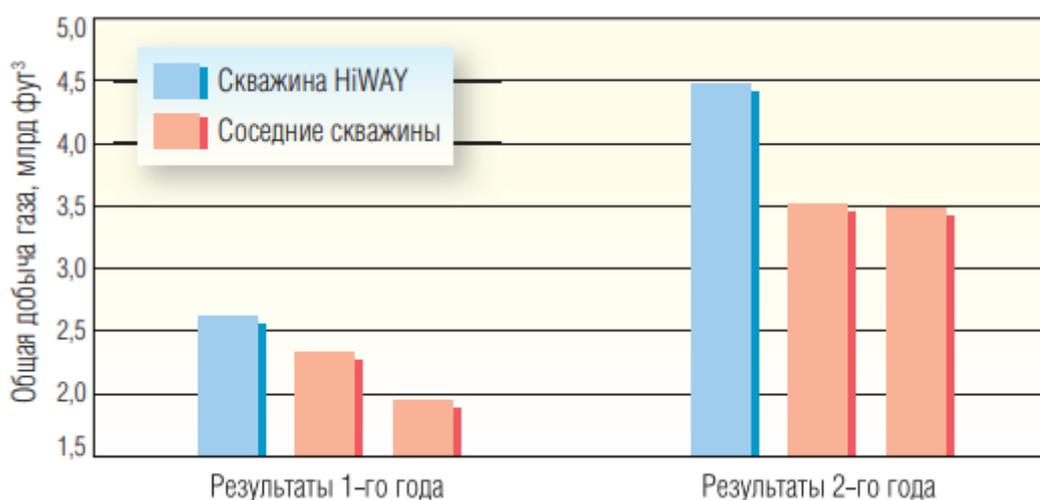


Рисунок 3.6 – Результаты общей добычи в течении 1 и 2 года на месторождении Лома-Ла-Лата.

Таким образом, скважины, приток из которых был интенсифицирован по методу HiWAY, дали не только более высокие начальные дебиты, но и значительную устойчивую дополнительную добычу с течением времени. Кроме того, результаты показали, что каналы дренирования внутри несплошной проппантной набивки долгое время остаются открытыми. По этим причинам компания YPF, S.A. продолжает внедрять технологию HiWAY в свою практику интенсификации притока в скважинах.

Исследования в Аргентине показали эффективность применения технологии HiWAY в коллекторах умеренной проницаемости.

Также положительный опыт применения кластерного ГРП в зарубежной практике получили воздействием на пласт в сланцах Игл-Форд, США.

Сланцы свиты Игл-Форд (EagleFord) в США имеют существенное значение, так как из них можно добывать не только газ, но и относительно большие объемы нефти и конденсата. В этих сланцах высоко содержание карбоната, что делает их хрупкими и хорошо поддающимися гидроразрыву.

Оператором месторождения Хоквилль (Hawkville) является компания Petrohawk Energy Corporation.

Пласт чрезвычайно плотный: проницаемость колеблется от 100 до 600 нД, а пористость от 7 до 10%.

Забойные температуры и давления также повышенные: 132—166 °С и 48,3—69,0 МПа соответственно.

На этом участке свиты Игл-Форд скважины, как правило, горизонтальные, что представляет дополнительные сложности для применения технологии гидроразрыва HiWAY. Ученые компании Schlumberger до этого не проводили глубокие модельные исследования механизма образования трещин с открытыми каналами в горизонтальных скважинах.

Для первого опробования метода компания выбрала две скважины: скважину № 1, расположенную в газоносном районе, и скважину № 2, расположенная в районе, где ведется добыча конденсата. Для обоснованного сравнения результатов имелись соседние скважины.

Компания провела ГРП в соседних скважинах с помощью стандартного ГРП.

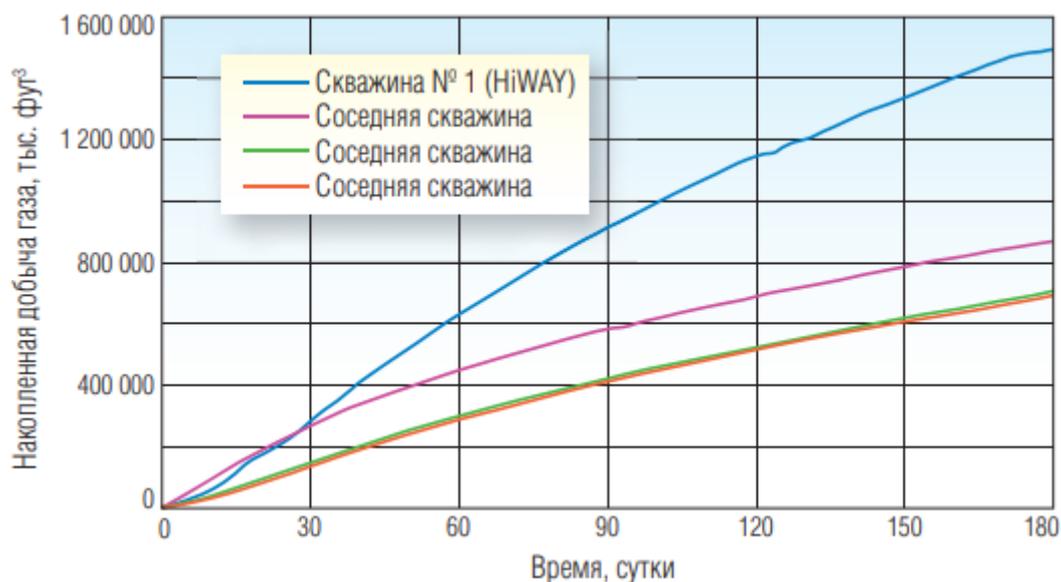


Рисунок 3.7 – Результаты накопленной добычи газа скв №1 на месторождении Хаквилль

В скважине № 1 начальный дебит добычи газа был равен 411 000 м³/сутки, что на 37% выше, чем в самой продуктивной ближайшей скважине. Через 180 суток накопленная добыча газа в скважине № 1 на 76% превысила добычу газа в той же ближайшей скважине. Ожидается, что конечная суммарная добыча газа в этой скважине составит 252 млн.м³.



Рисунок 3.8 – Результаты накопленной добычи газа скв.№2 на месторождении Хаквилль

Сразу после ГРП скважина № 2 стала давать 130 м³ конденсата в сутки - на 32% больше, чем самая продуктивная из ближайших сопоставимых скважин. Через 180 суток накопленная добыча конденсата была на 54% выше, чем в самой продуктивной ближайшей скважине (Рисунок 3.8).

Благодаря этому методу, добыча газа из сланцев Игл-Форд была увеличена на 51%, а добыча конденсата на 46% [18].

3.2 Отечественный опыт применения технологии NiWAY

Разработка Южно-Приобского месторождения в Западной Сибири также развивается в соответствии с тенденцией повышения интенсификации добычи. Пласты АС₁₀ – АС₁₂, обеспечивающие основу добычи нефти на данном месторождении, характеризуются низкими значениями проницаемости (от 0,5 до 5,0 мД) и высокой степенью расчлененности, что в течение длительного времени не позволяло рассчитывать на рентабельность разработки. Лишь спустя более 20 лет с момента открытия месторождения в 1982 году в эксплуатацию начали вводить вертикальные и наклонно-направленные скважины с интенсификацией добычи путем ГРП

Всего за период 2014–2016 годов на обширной территории Южно-Приобского месторождения было проведено более 240 операций NiWAY в 43 горизонтальных скважинах (рисунок 3.9).

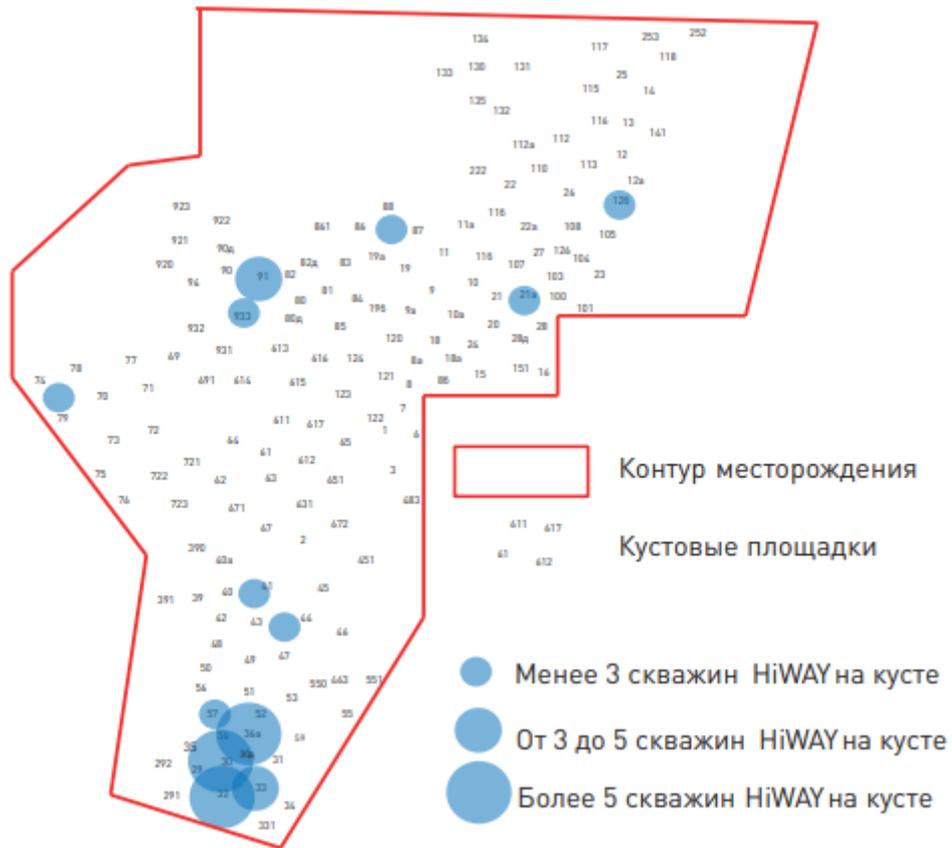


Рисунок 3.9 – Область применения кластерной технологии ГРП на контуре Южно-Приобского месторождения

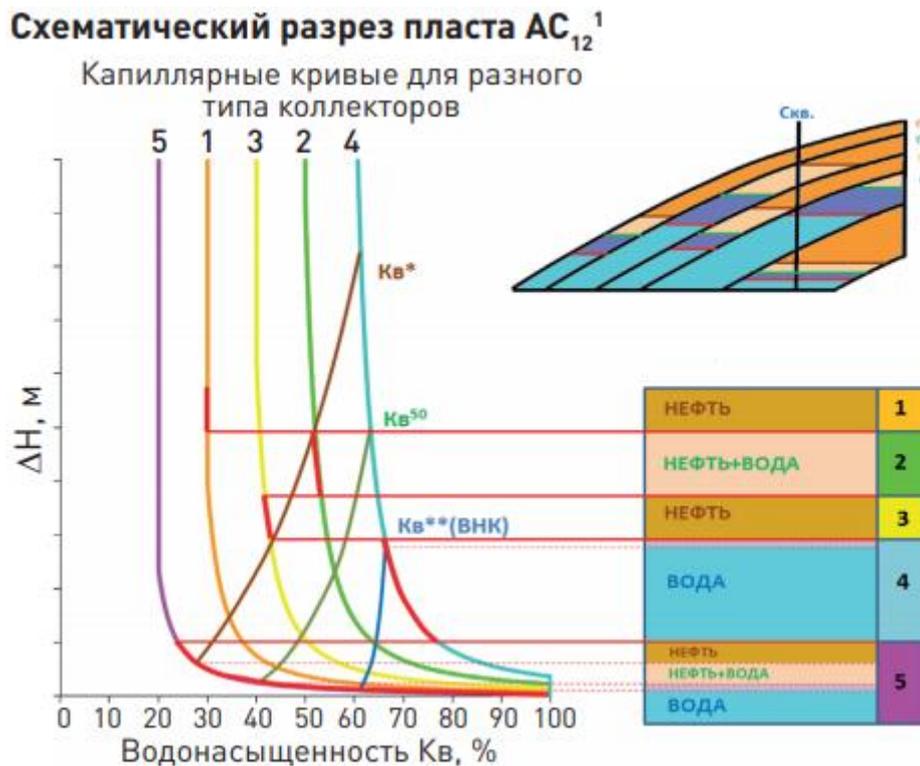


Рисунок 3.10 – Схематический разрез пласта AC_{12}^1

Наибольшее количество работ выполнено в южной части месторождения, где основным объектом являлся пласт AC_{12}^1 , имеющий неоднородное напластование и подстилающую воду в разрезе (рисунок 3.10).

В таких условиях кластерная технология ГРП обладает следующими преимуществами.

Во-первых, за счет наличия чистых пульсов снижается риск СТОПов, соответственно, возможна закачка с повышенной агрессивностью. В отличие от стандартных ГРП в горизонтальных скважинах, где максимальные концентрации проппанта составляют 900–1000 кг/м³, по технологии HiWAY проппант закачивается при максимальных концентрациях 1200 кг/м³ и выше. При этом выход на высокие концентрации осуществляется значительно быстрее. Более 70% проппанта закачивается на концентрации свыше 1000 кг/м³. Объем смеси при этом снижается на 20%, а эффективная полудлина трещины остается на прежнем уровне.

Во-вторых, за счет высоких концентраций волоконного материала проппант более эффективно удерживается в подвешенном состоянии и меньше оседает из кровельной части трещины вниз.

Сравнение продуктивности скважин выполнялось, исходя из осреднения работы всех горизонтальных скважин на каждом из кустов. За счет большой статистической выборки отдельные «шумовые эффекты» удавалось нивелировать.

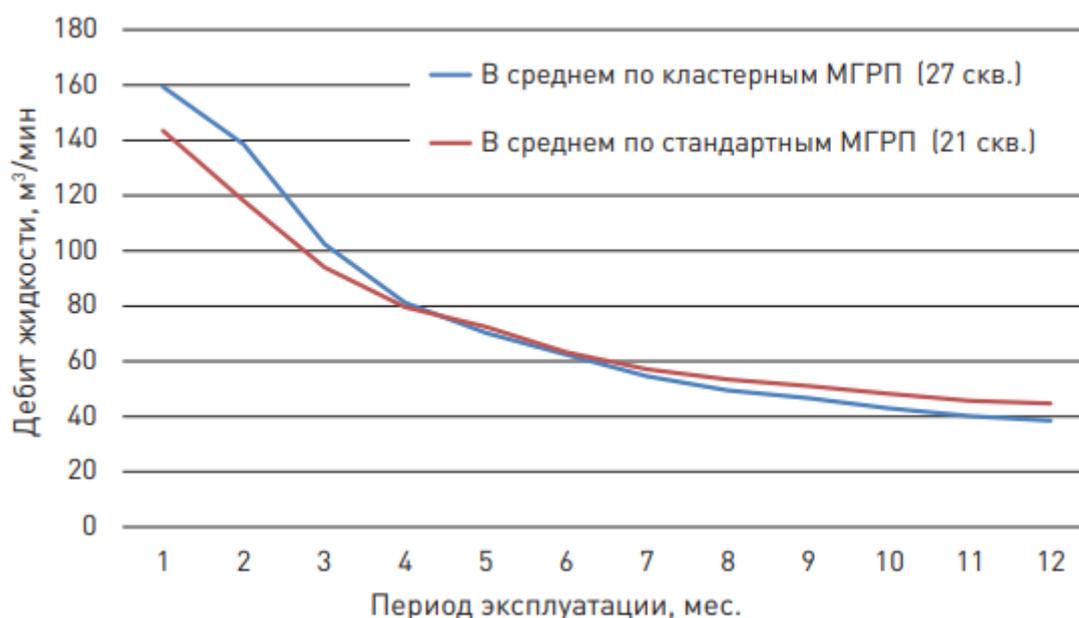


Рисунок 3.11 – Дебиты жидкости по кластерной и стандартной технологиям МГРП. Пласт АС₁₂¹

Как видно из графика на рисунке 3.11, на нескольких кустовых площадках были введены в эксплуатацию 27 скважин с кластерной технологией МГРП и 21 скважина по стандартной технологии многостадийного гидроразрыва. Значения коэффициента проницаемости пластов по нефти (кН) также сравнимы между группами – 16,0 мДм для кластерной технологии и 19,4 мДм для стандартного метода.

Как видно из графика, дебиты жидкости между группами скважин сравнимы. На начальном этапе кластерный метод в среднем демонстрирует преимущество. После 6 месяцев кривая становится ниже стандартных МГРП, что, впрочем, вызвано скорее недостаточной компенсацией отборов жидкости из-за нехватки скважин ППД в первые месяцы, нежели особенностями технологии.

В ходе проекта по массовому применению кластерного метода гидроразрыва в горизонтальных скважинах Южно-Приобского месторождения были введены в эксплуатацию более 40 скважин. Технология показала себя как надежная альтернатива стандартным МГРП, которая в том числе позволяет

быстрее и эффективнее заканчивать скважины. Затраты на МГРП снижаются благодаря меньшему количеству проппанта, требуемому для создания той же геометрии трещин.

Основной вывод из проведенного масштабного сравнения по продуктивности скважин следующий: кластерная технология как минимум не уступает стандартному методу ГРП. Скважины были поделены на несколько групп по различным объектам разработки. Для сравнения брались ближайшие скважины со стандартным методом гидроразрыва (всего более 40 скважин). Ни в одной из групп технология NiWAY не уступила по продуктивности, а в некоторых группах имела отчетливое преимущество [15].

В целом перспективы внедрения данной инновационной технологии ГРП на месторождениях Газпромнефти позволило:

- Снизить объема используемых материалов на 45%;
- Снизить ресурсов, используемых для производства материалов для ГРП (электроэнергия, транспортировка);
- Уменьшить воздействия на окружающую среду.

3.3 Расчет параметров ГРП

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления: определение вида трещины и расчет ее размеров.

В таблице 3.1 приведены исходные данные для расчета технологических параметров ГРП.

Таблица 3.1– Исходные данные для расчета

Глубина скважины, м	Эффект. толщина пласта, м	Внутренний диаметр НКТ, м	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти, Па*с	Масса песка, т	Диаметр зерна, мм	Темпзак ачки, м ³ /с
---------------------	---------------------------	---------------------------	------------------------------------	----------------------	----------------	-------------------	---------------------------------

2526	12,3	0,0748	723	0,52	4,2	1,02	0,011
------	------	--------	-----	------	-----	------	-------

Для расчета забойного давления разрыва пласта $P_{збр}$ при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м^3 жидкости разрыва):

$$\frac{P_{збр}}{P_{гг}} \times \left(\frac{P_{забр}}{P_{гг}} - 1 \right)^3 = 5,25 \times \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \times \left(\frac{E}{P_{гг}} \right)^2 \times \frac{Q \times \mu_{жр}}{P_{гг}} \quad (3.1)$$

где, ν – коэффициент Пуассона горных пород, E – модуль упругости пород, МПа; Q – темп закачки жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{с}$; $\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па*с, $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, которую можно найти по формуле (3.2):

$$P_{гг} = P_{гв} \times \frac{\nu}{(1-\nu)}, \quad (3.2)$$

где; $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{гв} = \rho_{гп} \times g \times L_c \times 10^{-6} \quad (3.3)$$

$\rho_{гп}$ – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, $\text{кг}/\text{м}^3$.
 L_c – глубина скважины, м, g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$. При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины определяется по формуле (3.4)

$$P_y = P_{забр} - \rho_{жп} \times g \times L_c + P_{тр}, \quad (3.4)$$

где $\rho_{жп}$ – плотность жидкости с песком, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{жп} = \rho_{жп}^1 \times (1 - \beta_n) + \rho_n \times \beta_n, \quad (3.5)$$

где $\rho_{жп}^1$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, $\text{кг}/\text{м}^3$,
 ρ_n – плотность песка, $\text{кг}/\text{м}^3$; β_n – объемная концентрация песка в смеси.

$$b_n = \frac{\frac{C_n}{\rho_n}}{\frac{C_n}{\rho_n} + 1}, \quad (3.6)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³. Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P_{тр}^1 = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times \rho_{жсн}}{\pi^2 \times d_{вн}^5}, \quad (3.7)$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ, м; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (3.8)$$

$$Re = \frac{4 \times Q \times P_{жсн}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жсн}}, \quad (3.9)$$

где $m_{жп}$ – вязкость жидкости с песком, Па*с, которую можно найти по формуле (3.10);

$$m_{жп} = m_{жсн}^1 \times \exp(3,18 \times b_n), \quad (3.10)$$

где $m_{жп}^1$ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па*с.

При $Re > 200$ потери давления на трение по (4.11) увеличивают в 1,52 раза:

$$P_{тр} = 1,52 \quad (3.11)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{мс}} + 1, \quad (3.12)$$

где P_p – рабочее давление агрегата; Q_p – подача агрегата при данном P_p ; $K_{мс}$ – коэффициент технического состояния агрегата. Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = \pi \times r^2 \times L_c \quad (3.13)$$

где r – внутренний радиус НКТ, м. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва находим по формуле (4.14)

$$V_{жс} = \frac{M_n}{C_n} \quad (3.14)$$

где M_n – масса песка, кг

Решение:

1. Рассчитываем по (3.3) вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{28} = \rho_{2n} \times g \times L_c \times 10^{-6} = 2600 \times 9,81 \times 2526 \times 10^{-6} = 64,42 \text{ МПа};$$

2. Рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления по (3.2):

$$P_{22} = P_{28} \times \frac{v}{(1-v)} = 62,42 \times (0,3/(1-0,3)) = 27,61 \text{ МПа};$$

3. В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины. Рассчитываем забойное давление разрыва. Решение уравнения производим графическим методом.

Значение определяется по формуле: $y = \frac{P_3}{P_{22}} \times (\frac{P_3}{P_{22}} - 1)^3$; Значение x определяем подбором.

Получаем $P_3 = 27,9$ МПа;

4. Рассчитаем β_n по (3.6) (принимая $C_n = 275$ кг/м³):

$$\beta_n = \frac{\frac{C_n}{\rho_n}}{\frac{C_n}{\rho_n} + 1} = \frac{\frac{275}{2500}}{\frac{275}{2500} + 1} = 0,1;$$

5. Рассчитываем плотность жидкости с песком (3.5):

$$\rho_{жсп} = \rho_{жсп}^1 \times (1 - \beta_n) + P_n \times \beta_n = 723 \times (1 - 0,1) + 2500 \times 0,1 = 899,1 \text{ кг/м}^3;$$

6. Рассчитываем вязкость жидкости с песком по формуле (3.10):

$$\mu_{жсп} = \mu_{жсп}^1 \times \exp(3,18 \times \beta_n) = 0,52 \times \exp(3,18 \times 0,1) = 0,71 \text{ Па} \times \text{с};$$

7. Число Рейнольдса (3.9):

$$Re = \frac{4 \times Q \times P_{жсп}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жсп}} = \frac{4 \times 0,011 \times 899,1}{3,14 \times 0,0748 \times 0,71} = 236,35;$$

8. Коэффициент гидравлического сопротивления (3.8):

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{236,35} = 0,27;$$

9. Потери на трение (3.7):

$$P_{mp}^l = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times \rho_{жн}}{\pi^2 \times d_{вн}^5} = \frac{8 \times 0,27 \times 0,011^2 \times 2526 \times 899,1}{3,14^2 \times 0,0748^5} = 25,78 \text{ МПа};$$

10. Учитывая, что $Re = 236,35 > 200$, потери на трение составят (3.11):

$$P_{mp} = 1,52 \times 25,78 = 39,2 \text{ МПа};$$

11. Давление на устье скважины при закачке жидкости-пескононосителя (3.4)

$$P_y = P_{забр} - \rho_{жн} \times g \times L_c + P_{mp} = 27,94 - 899,1 \times 9,81 \times 2526 \times 10^{-6} + 25,78 = 44,85 \text{ МПа};$$

12. При работе агрегата 4АН-700 на IV скорости $P_p = 29$ МПа, а $Q_p = 0,0146$ м³/с необходимое число агрегатов (3.12):

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{mc}} + 1 = \frac{44,85 \times 0,011}{29 \times 0,0146 \times 0,5} + 1 = 3,3. \text{ Принимаем } N=4 \text{ агрегата};$$

13. Объем продаваемой жидкости (3.13):

$$V_n = \pi \times r^2 \times L_c = 3,14 \times 0,0748^2 \times 2526 = 11,1 \text{ м}^3;$$

14. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-пескононоситель) (3.14):

$$V_{жс} = \frac{M_n}{C_n} = 4,2 \times 1000 / 275 = 15,27 \text{ м}^3;$$

15. Суммарное время работы агрегатов 4АН-700 на IV скорости рассчитываем по формуле (3.15):

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_p} \text{ или } t = \frac{11,1 + 15,27}{0,0146} = 1805,9 \text{ с или } 31 \text{ мин.}$$

16. Для определения увеличения проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва в случае образования одной горизонтальной трещины необходимо знать ширину трещины, радиус ее распространения и проницаемость пласта. Радиус горизонтальной трещины определяем приближенно по формуле:

$$r_T = 5,08 \cdot 10^5 \cdot C \cdot \left(Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t_p}{k}} \right)^{0,5}, \quad (3.16)$$

где C - эмпирический коэффициент, зависящий от давления и характеристики горных пород, равный 0,02;

Q - расход жидкости разрыва, м³/мин;

μ - вязкость жидкости разрыва, Па·с;

t_p - время закачки жидкости разрыва, мин;

κ - коэффициент проницаемости, мкм².

Для рассматриваемой задачи имеем следующие данные:

C — 0,02; Q — расход жидкости разрыва ($Q = 0,011 \text{ м}^3/\text{с}$); μ — вязкость жидкости разрыва ($\mu = 0,25 \text{ Па}\cdot\text{с}$);

t_p — время закачки жидкости разрыва ($4,4 \text{ мин} = 264 \text{ с}$);

κ — коэффициент проницаемости ($\kappa = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$).

Подставляя приведенные данные в формулу (3.16), будем иметь:

$$r_T = 5.08 \cdot 10^5 \cdot 0.02 \cdot (0.05 \cdot \sqrt{\frac{0.025 \cdot 264}{0.02 \cdot 10^{-12}}}) = 13 \text{ м}$$

Проницаемость созданной горизонтальной трещины определяем по формуле:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot \omega}{12} \cdot 10^{-12}, \quad (3.17)$$

где k_T - проницаемость трещины, м²;

ω - ширина трещины, см.

Принимаем ω равной 3,77 см, получим:

$$k_T = \frac{10^8 \cdot 3,77}{12} \cdot 10^{-12} = 83,3 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$$

Проницаемость призабойной зоны определяем по формуле:

$$k_{ПЗ} = \frac{k_{П} \cdot h + k_T}{h + \omega}, \quad (3.18)$$

где $k_{П}$ - проницаемость пласта ($k_{П} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);

h - эффективная мощность пласта, ($h = 12,3 \text{ м}$);

ω - ширина трещины ($\omega = 0,0377 \text{ м}$).

Подставляя эти данные в формулу (3.18), будем иметь:

$$k_{пз} = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 83,3 \cdot 10^{-9}}{12,3 + 0,0377} = 5,22 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Если считать, что значение проницаемости призабойной зоны указанных скважин до осуществления в них гидроразрыва было равно среднему значению проницаемости пласта ($k_{п} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$), то проницаемость призабойной зоны скважин в радиусе распространения трещины увеличится в:

$$\frac{k_{пз}}{k_{п}} = \frac{5,22 \cdot 10^{-12}}{0,02 \cdot 10^{-12}} = 261 \text{ раз}$$

Таким образом, в результате создания одной единственной трещины в призабойной зоне проницаемость ее увеличивается в десятки и более раз.

Проницаемость всей дренажной системы скважины определяем по формуле (3.19):

$$k_{дс} = \frac{k_{п} \cdot k_{пз} \cdot \lg \frac{R_K}{r_c}}{k_{пз} \cdot \lg \frac{R_K}{r_T} + k_{п} \cdot \lg \frac{r_T}{r_c}}, \quad (3.19)$$

где R_K - радиус контура области питания скважины или половина среднего расстояния между двумя соседними скважинами (принимается равным 250 м);

r_c - радиус забоя скважины ($r_c = 0,108 \text{ м}$);

r_T - радиус трещины ($r_T = 13 \text{ м}$).

Подставляя значения величин, входящих в формулу (3.19), получим:

$$k_T = \frac{0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{0,108}}{5,22 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{250}{13} + 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot \lg \frac{13}{0,108}} = 0,36 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Определим ожидаемый прирост дебита скважины после гидравлического разрыва пласта.

Дебит скважины найдем по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{п} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (3.20)$$

где Q - дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$;

k_{II} - проницаемость пласта ($k_{II} = 0,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$);

h - эффективная мощность пласта, м;

Δp - депрессия на забое ($\Delta p = p_{пл} - P_{заб} = 18 \text{ МПа}$);

μ - динамическая вязкость нефти (0,52 Па·с).

При принятых данных получим следующие значения дебетов:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,52 \cdot \ln \frac{250}{0,108}} = 16,8 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Сравним подсчитанные по формуле (3.20) значения дебитов с фактическими значениями (фактический дебит скважины №603 до проведения ГРП равен 20 м³/сут).

Максимальный дебит скважины после гидравлического разрыва пласта определяем по формуле Дюпюи, принимая радиус скважины, равным радиусу трещины ($r_c = r_T$):

$$Q_{\max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{II} \cdot h \cdot \Delta p}{2,3 \cdot \mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_T}}, \quad (3.21)$$

где k_{II} - проницаемость пласта,

r_T - радиус трещины ($r_T = 13 \text{ м}$).

Подставляя имеющиеся данные в формулу (3.21), получим следующие значения максимального дебита:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12,3 \cdot 18 \cdot 10^7 \cdot 86400}{2,3 \cdot 0,52 \cdot \ln \frac{250}{13}} = 44,16 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Из полученного результата о возможном максимальном дебите скважины видно, что после гидравлического разрыва пласта дебит скважины может увеличиваться в:

$$\frac{Q_{\max}}{Q} = \frac{44}{16} = 2,7 \text{ раза}$$

Таким образом, после гидроразрыва пласта можно ожидать почти трехкратное увеличение дебита скважины.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Парилову Павлу Даниловичу

Инженерная школа	Природных Ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общий налоговый режим Налог на прибыль - 20% НДС – 20%
Перечень вопросов, подлежащих разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. <i>Планирование и формирование бюджета проводимых исследований</i>	Определение текущих затрат на проведение мероприятий
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономических показателей эффективности внедрения новой техники или технологии
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>Бюджет затрат на реализацию проекта</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Парилов Павел Данилович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе произведен расчет стоимости работ на проведение гидроразрыва пласта на скважине Шингинского нефтяного месторождения Томской области.

Расчет стоимости затрат на проведение гидроразрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении производился с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении.

4.1 Расчёт времени на проведение мероприятия

Время на проведение мероприятия включает в себя время на монтаж и демонтаж манифольдов, площадки скважины и проведение ГРП. Время принимается согласно единым нормам времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. (сборники Е-3.1.1 – Е-3.1.9) [8].

Таблица 4.1 – Время на выполнение подготовительного мероприятия

Операция	Общее время, ч
Глушение скважины	7
Монтаж подъемного агрегата и расстановку бригадного	13
Подъем подземного оборудования	10
Промывка забоя скважины и в случае необходимости	14
Проведение комплекса ГИС	9
Спуск-подъем гидравлического скрепера и скреперование интервала установки пакера	8
Спуск, посадка, опрессовка пакера на НКТ-89 мм	12
Проведение ГРП	13
Демонтаж оборудования	10
Итого:	96

Общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 96 ч.

4.2 Расчет стоимости проведения гидроразрыва

Цель гидроразрыва пласта – увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (пропант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [4].

В таблице 4.2 приведено необходимое оборудование для проведения данного метода интенсификации.

Таблица 4.2 – Список необходимой техники и оборудования для проведения гидроразрыва пласта [4]

Наименование	Кол.е д.	Вид работ
Техника		
Насосный агрегат 4АН-700	4	Закачка рабочих жидкостей (продавочная жидкость, песконоситель, жидкость разрыва)
Блендер на базе УСГ-30	1	Приготовления рабочих составов
Песковоз на базе Камаз –53229	1	Перевозка пропанта
Автокран на базе Камаз-6560	1	Монтаж/демонтаж оборудования
Камаз 43114 Э «Вахтовка»	1	Перевозка работников
Станция управления на базе Камаз-5350	1	Управление процессом ГРП
Лаборатория на базе Камаз-5350	1	Анализ химических веществ
Оборудование		
Блок манифольд	1	Соединение насосных агрегатов с устьем скважины
Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	Обвязка колонн и герметизация межтрубного пространства
Извлекаемый пакер Seit 15000 PSI	1	Предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны
Скрепер	1	Скребокание интервала установки пакера

Таблица 4.3 – Список необходимого материала при проведении гидроразрыва пласта [4]

Наименование	Название	Количество	Ед.изм
ПропантВР 2	16/20 Боровичи	60	Т
Гелант	WG-46	832	Кг
Стабилизатор глин	WCS-100	462	Л
Деэмульгатор	WNE-135	462	Л
Сшиватель	DBXL-301	595	Л
Брейкер	WGB-1	36,5	Кг
Биоцид	Bioclear 1000	2,3	кг
Всего жидкости		231	м³

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что а/м Камаз 43114 был в пути 340 км за всё время работ, следовательно при расходе топлива 38л/100 км было потрачено 131 литров д/т. Для оставшейся авто-техники было аналогично посчитано ГСМ руководствуясь технической характеристикой ТС (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Расчёт материальных затрат

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
Спецодежда	24 шт	8 000	192 000
ГСМ для а/м 4АН-700	4*164 л	40 руб/литр	26240
ГСМ для а/м УСГ-30	130 л	40 руб/литр	5200
ГСМ для а/м Камаз 53229	143 л	40 руб/литр	5720
ГСМ для а/м Камаз 6560	125 л	40 руб/литр	5000
ГСМ для а/м Камаз 5350	140 л	40 руб/литр	5600
ГСМ для а/м Камаз 43114 Э	131 л	40 руб/литр	5240
ГСМ для а/м Камаз 5350	140 л	40 руб./литр	5600
ПропантВР 2	60 т	21200	1272000
Гелант	832 кг	1200	998400

Продолжение таблицы 5.4

Стабилизатор глин	462 л	900	415800
Дезмульгатор	462 л	1252	578424
Сшиватель	595 л	430	255850
Брейкер	36,5 кг	1700	62050
Биоцид	2,3 кг	2300	5290
Итого:	-	-	3 838 414

Объём жидкости, геля и количество пропанта берётся из представленного в главе 4 «Технологический расчет ГРП», а также из опыта отечественной практики [4].

Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения гидроразрыва приведён в таблице 4.5 [9].

Таблица 4.5 – Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения ГРП

№ п/п	Наименование	Количество, ед.	Стоимость за ед, руб.	Стоимость за комплект, руб.
1.	Линия манифольд	1	278000	278000
2.	Колонная головка Cameron 15000 PSI	1	250000	250000
3.	Пакер Seit 15000 PSI	1	264000	264000
4.	Скрепер	1	127000	127000
	Итого:			919 000

Вывод: для проведения работ, связанных увеличением интенсификации приктока на скв №600, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна:

$$3\,838\,414 + 919\,000 = 4\,757\,414 \text{ рублей.}$$

4.3 Расчёт амортизационных отчислений

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники при ГРП выбираем согласно классификации основных средств, включаемых амортизационные группы, (утв. Постановлением Правительства РФ от 07 июля 2016 г. N 640).

Вся техника необходимая для проведения гидроразрыва пласта находится на балансе предприятия.

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, при проведении гидроразрыва пласта представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Линия Манифольд	278000	20	55600	6,347032	1	96	609,3151
Колонная головка Cameron 15000 PSI	250000	20	50000	5,707763	1	96	547,9452
ПакерSeit 15000 PSI	264000	20	52800	6,027397	1	96	578,6301
Скрепер	127000	20	25400	2,899543	1	96	278,3562
4АН-700	3426410	10	342641	39,11427	4	96	15019,88
УСГ-30	2917456	10	291745,6	33,30429	1	96	3197,212
Камаз 53229	5561234	10	256123,4	29,23783	1	96	2806,832
Камаз 6560	5628791	10	262879,1	30,00903	1	96	2880,867
Камаз 5350	5891423	10	289142,3	33,00711	1	96	6337,365
Камаз 43114 Э	5098391	10	209839,1	23,95424	1	96	2299,607
Итого					4		34556

Примечание: амортизация рассчитывается исходя из срока полезного использования, согласно Классификации основных средств для техники – 10 лет, для линии манифольд, колонной головки, пакера, скрепера – 5 лет [9].

Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным рабочему времени по ГРП (96 часов).

4.4 Расчёт заработной платы

Персонал для проведения необходимого проектирования: геолог; лаборант, супервайзер.

Персонал для проведения фактической операции: мастер ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления; машинист автокрана; оператор песковоза.

Персонал для проведения вспомогательных операций: мастер ДНГ, 4 оператора ДНГ, 2 водителя вахтовки [4].

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 4.7 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,05
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1400р
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, зная количество работников, рассчитаем заработную плату на проведение одного ГРП (таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	компенсационная выплата за вахтовый метод работы	доплата за вредность	Итого заработная плата, руб.(вахта 17 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (96 часов).
Геолог	1	32 916	16 458	16 458	3 292	3 950	73 074	17 193,77
Лаборант	1	16 732	8 366	8 366	1 673	2 008	37 145	8 740,01
Супервайзер	1	46 912	23 456	23 456	4 691	5 629	104 145	24 504,62
Мастер ГРП	1	38 156	19 078	19 078	3 816	4 579	84 706	19 930,90
Оператор Блендера	2	22 943	11 472	11 472	2 294	2 753	50 933	23 968,69
Оператор насосных агрегатов	8	21 379	10 690	10 690	2 138	2 565	47 461	89 339,07
Оператор станции управления	1	23 678	11 839	11 839	2 368	2 841	52 565	12 368,27
Машинист автокрана	1	20 543	10 272	10 272	2 054	2 465	45 605	10 730,70
Оператор песковоза	1	20 792	10 396	10 396	2 079	2 495	46 158	10 860,76
Мастер ДНГ	1	34 627	17 314	17 314	3 463	4 155	76 872	18 087,52
Оператор ДНГ	4	19 987	9 994	9 994	1 999	2 398	44 371	41 761,1
Водитель вахтовки	2	20 543	10 272	10 272	2 054	2 465	45 605	21 461,39
ИТОГО:	24							298 946,77
Доп. ЗП:				7,9%				23616,8
Общая ЗП:								322563,57

Примечание: Заработная плата за выполненный вид работы рассчитывается исходя из того, что в рабочей вахте 17 дней .

4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 4.9 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 4.9 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям, руб.			
		Страх.вз н,0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%
Геолог	17194	34,4	3783	498,6	876,9
Лаборант	8740	17,5	1923	253,5	445,7
Супервайзер	24505	49,0	5391	710,6	1249,7
Мастер ГРП	19931	39,9	4385	578,0	1016,5
Оператор Блендера	23969	47,9	5273	695,1	1222,4
Оператор насосных агрегатов	89339	178,7	19655	2590,8	4556,3
Оператор станции управления	12368	24,7	2721	358,7	630,8
Машинист автокрана	10731	21,5	2361	311,2	547,3
Оператор песковоза	10861	21,7	2389	315,0	553,9
Мастер ДНГ	18088	36,2	3979	524,5	922,5
Оператор ДНГ	41761	83,5	9187	1211,1	2129,8
Водитель вахтовки	21461	42,9	4722	622,4	1094,5
ИТОГО:		90282,7			

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 4.8.

4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию проведения гидроразрыва пласта представлены в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1	Расчёт материальных затрат	3 838 414	Согласно таблице 5.4
2	Расчет затрат на приобретение специального оборудования для проведения ГРП	919 000	Согласно таблице 5.5
3	Расчет амортизационных отчислений	34 554	Согласно таблице 5.6
4	Расчет заработной платы сотрудников	322 563,57	Согласно таблице 5.8
5	Отчисления во внебюджетные фонды	90 281,9	Согласно таблице 5.9
6	Итого основные расходы	5 181 196,67	
7	Накладные расходы	621 743,6	
8	Всего затраты на мероприятие	5 802 940,27	

Вывод: Для увеличения коэффициента нефтеизвлечения на Шингинском нефтяном месторождении, используют гидравлический разрыв пласта.

Экономический эффект обеспечивается за счет увеличения среднесуточного дебита по скважине. Исходя из таблицы 4.10, для полного проведения работ, по интенсификации притока с помощью гидроразрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 5 802 940,27 рублей.

Ориентировочная стоимость нефти составляет 36 637 рублей за тонну. В результате проведения гидравлического разрыва пласта на скважине Шингинского нефтяного месторождения увеличился среднесуточный дебит по нефти с 11 м³/сут до 52 м³/сут. Среднесуточный прирост добычи нефти составляет 41 м³/сут, что составляет 1 300 614 рублей в сутки.

Затраты на гидравлический разрыв пласта были компенсированы и экономически обоснованы. При продолжительности технологического эффекта 365 суток, что свидетельствует о целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на скважине.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Парилову Павлу Даниловичу

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Тема ВКР:

Повышение эффективности проведения геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является скважинные площадки, на которых проводятся геолого-технические мероприятия с применением гидроразрыва пласта. Область применения – нефтедобывающая отрасль.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Специальные правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Анализ выявленных вредных факторов на кустовых площадках нефтяных месторождениях Томской области. – Анализ выявленных опасных факторов на кустовых площадках нефтяных месторождениях Томской области.
3. Экологическая безопасность:	– Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - Перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы; - Выбор наиболее типичной ЧС;; - Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Парилов Павел Данилович		

5 Социальная ответственность

Нефтегазопромыслы обладают большой степенью опасности и риском возникновения экстремальных ситуаций, которые угрожают здоровью сотрудникам промысла. 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 Производственная безопасность

Проведение геолого-технических мероприятий не должно оказывать вреда работникам промысла. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия.

В таблице 5.1 приведены основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, при проведении ГТМ.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при проведении ГТМ

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин; 2) работа с оборудованием, находящемся под давлением; 3) снятие показаний с приборов телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в продуктивный пласт.	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Работа с оборудованием под давлением; 3. электрический ток.	1. ГОСТ 12.1.005-88; 2. ГОСТ 12.01.003-83; 3. ГОСТ 24346-80; 4. ВСН34-82; 5. ГОСТ 12.4.011-89; 6. ГОСТ 12.2.003-91; 7. ГОСТ 12.2.062-81; 8. РД 24.200.11-90; 9. ГОСТ 12.1.004-91; 10. РД 153-39-023-97.

5.2 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению

5.2.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Для проведения геолого-технических мероприятий используют значительное количество транспортных средств и агрегатов, передвижение

которых приводит к подъему большого количества пыли в воздух, а также выделению выхлопных газов, которые оказывают негативное влияние на организм человека.

Степень влияния зависит от химического состава пыли, который характеризуется параметром — биологическая активность пыли. Согласно этому параметру, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (хром, мышьяк и др. веществ). В результате загрязнения воздуха пылью, затрудняется дыхание человека, поступление кислорода в кровь уменьшается, что может привести к возникновению легочных заболеваний.

Нормы содержания вредных веществ в воздухе установлены в ГОСТ 12.1.005-88 [10].

В таблице 5.2 представлены предельно допустимые концентрации для различных видов пыли .

Таблица 5.2 ПДК веществ содержащихся в воздухе, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [10].

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

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе следует предпринимать меры по предотвращению поражений органов дыхания человека. К таким мерам можно отнести уменьшение применения токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой,

герметизация оборудования, а также использование средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

5.2.2 Повышенный уровень шума и вибраций

Работники проводящие ГТМ, как правило, находятся на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума, что негативно влияет на человека, в первую очередь на ЦНС и сердечно-сосудистую систему, а также значительно снижает работоспособность.

На кустовой площадке Шингинского месторождения при проведении ГТМ, основными источниками шумов будут являться различная техника, в частности насосные агрегаты используемые для большинства операций со скважинами.

Согласно норме, установленной ГОСТ 12.01.003-83 [11], допустимый уровень шума на рабочих местах должен быть не выше 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, эта норма регламентирована ГОСТ 24346-80 [12]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций, на нефтегазопромыслах предусмотрено применение СИЗ органов слуха, наушников, применение виброизолирующей обуви, оснащение работников перчатками, а также комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения.

5.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Работы, связанные с проведением ГТМ включают в себя нахождение работников на территории производственных объектов. Поэтому предприятие организует освещение территории, а также отдельных рабочих мест с помощью прожекторов. Для организации необходимой степени освещенности и создания безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. В таблице 5.3 указаны рекомендуемые виды прожекторов заливающего света.

Таблица 5.3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [13]

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

5.2.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

При отборе проб с нефтяных скважин происходит выделение легких фракций нефти, а также попутных газов в атмосферу из-за изменения давления и температуры, что отрицательно воздействует на организм человека, влияющая, в первую очередь, на ЦНС. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки приводит к головокружениям, головной боли, сухости во рту, тошноте, общей слабости, а также может привести к потере сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и потере сознания.

В связи с высоким содержанием в нефти ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Легкие фракции бензина через дыхательные пути могут попасть в кровь. Содержание химических и токсических веществ в воздухе нормируется установленными ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромыслах, представлены в таблице 6.4.

Таблица 5.4 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах[10]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты. Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы. В связи с этим работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

5.3 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их предотвращению

5.3.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Практически все геолого-технические мероприятия задействуют различные транспортные средства и агрегаты, вследствие этого появляется большая вероятность появления опасности для работников со стороны движущихся машин и механизмов.

Контроль за ГРП осуществляется дистанционно с помощью станции контроля и управления, которая смонтирована на автомобиле. При этом все транспортные средства расположены в направлении от устья скважины, так чтобы при наличии аварийной и пожарной опасности беспрепятственно отъехать от нее. Агрегаты, в соответствии с техникой безопасности, устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, при этом расстояние между ними должно быть не менее 1 м. [20].

До проведения гидроразрыва пласта на глубинно-насосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений. В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры.

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

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления из опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально подготовленные емкости или в канализацию [20].

5.3.2 Работа с оборудованием под давлением

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае

перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации [21].

5.3.3 Поражение электрическим током

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое. К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы [24].

5.4 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. По статистическим подсчетам около 75% [15] всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

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

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т.к. это оборудование основано на сжигании топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно – допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [16]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Защита гидросферы. По статистическим оценкам порядка 20% [15] от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

К источникам нефтяного загрязнения водоемов при проведении ГРП можно отнести: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же

прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л [22].

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

Защита литосферы. По статистическим данным около 5% [15] всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон и т.д.

Также весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых при ГРП. В процессе неправильной закачки или при неправильных расчетах возможно

добиться проникновения закачиваемых химических агентов не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур. Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно– допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, представленных в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – ПДК вредных химических веществ в почве [17]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью.

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

С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [14], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды или источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся

противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

Чтобы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м [23].

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

- Повышение надежности технологического оборудования;
- Совершенствование рабочих процессов;
- Своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- Применение высококачественного сырья и материалов;
- Участие в работах высококвалифицированного персонала.

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- Укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- Эвакуация рабочих из зон ЧС;
- Использование СИЗ в случае необходимости;
- Оказание медицинской помощи пострадавшим;
- Организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС [18].

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

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

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [19]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть

легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

Заключение

В выпускной квалификационной работе был проведён анализ эффективности геолого-технических мероприятий для группы месторождений Западной Сибири.

В результате проведенного анализа ГТМ, были выявлены наиболее эффективные мероприятия.

Опираясь на данные анализа можно отметить, что гидроразрыв пласта является наиболее эффективным мероприятием, проводимым на месторождении. Результаты показывают, что применение ГРП по месторождению характеризуется значительной технологической эффективностью.

Также в работе был рассмотрен современный подход проведения ГРП по технологии NiWAY. Данная технология хорошо зарекомендовала себя за рубежом. Использование данной технологии на месторождениях Западной Сибири потенциально позволит снизить объём используемых материалов на 45%, уменьшить затраты на электроэнергию и транспортировку материалов для ГРП, а также снизить воздействие на окружающую среду.

Проведение ГРП на месторождении в дальнейшем рекомендуется продолжить на новых скважинах с целью дальнейшей стимуляции продуктивных пластов.

Для выполнения экономической части, была произведена оценка экономической эффективности ГРП. По результатам расчета можно сделать вывод, что проведение гидравлического разрыва пласта на месторождении экономически выгодно.

Также был проведен анализ социальной ответственности на месторождении. Были описаны основные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ на кустовой площадке изучаемого месторождения, и предложены меры по снижению вредного воздействия.

Список литературы

1. Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаяев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – 364 с
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.–М.: Недра, 1990.-427 с.
3. Жерж Н.И. Оценка эффективности ГТМ на месторождении//Академический журнал Западной Сибири.–2016–№ 6.–С.16
4. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986.
5. Нифонтов Ю. А., Клещенко И. И. Ремонт нефтяных и газовых скважин. Санкт–Петербург. : Профессионал, 2009
6. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. Самара: Кн. изд-во, 1996.
7. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие/ Г.Ф. Ильина, 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012.-166 с.
8. Апасов Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/Тюмень, 2015 г. – 186 с.
9. Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения. Санкт-Петербург, 2011г.
10. Проект проведения ГТМ на Покамасовском месторождении, Тюмень, 2012 г.
11. Анализ разработки Лугинецкого месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2009 г.
12. Проект проведения ГТМ на Ломовом месторождении, г. Томск, 2017г.
13. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Урманского нефтяного месторождения», 2007г. (протокол ЦКР РФ №3979 от 12.04.2007 г.).

14. «Технологическая схема разработки Урманского нефтяного месторождения», 2009г. (протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО №52-09 от 22.12.2009г.).
15. Юдин А.А. Мавлеткулов У.Ю. Чебыкин Н.И. Кластерный ГРПв горизонтальных скважинах. Первое в России массовое применение новой технологии//Oil&GasJournalRussia. – 2018. – №4. с. 48-53.
16. Хабибуллин Л.Р. Тугушев О.А. Проведение ГРП по технологии HiWAY с применением высокотемпературногофайбер-волокна на Уренгойском месторождении // Молодой ученый – 2020. – №11 с. 230-231.
17. Пат. 2 658 968 С2. Рос. Федерация: МПК E21B 43/267G06F 17/50МОРРИС Джозеф П.; заявитель и патентообладатель ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В. - №2014134639; заявл. 2014.08.25;опубл. 2018.06.26; Бюл. №18 – 3с.
18. Open-channel fracturing – a fast track to production [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://pdfs.semanticscholar.org/20ac/fd76c856167c987d015c2ef475d8561b8a96.pdf> , свободный - (12.06.2020)