

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Нефти и газа

институт

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

код – наименование направления

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

код – наименование профиля

**Анализ эффективности проведения ГРП на скважинах Приобского место-
рождения**

Научный руководитель/
руководитель _____

подпись, дата должность, ученая степень

Е.В. Безверхая
инициалы, фамилия

Выпускник _____

подпись, дата

И.В. Дерябин
инициалы, фамилия

Консультанты:

БЖД

наименование раздела

подпись, дата

Е.В. Домаев

инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____

подпись, дата

О.В. Помолотова

инициалы, фамилия

Красноярск 2016 год

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в форме _____ бакалаврской работы _____

бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской диссертации

Студенту Дерябину Игорю Владимировичу

фамилия, имя, отчество

Группа ЗНБ 12-04В1 Направление (специальность) 21.03.01.02

номер код

Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ эффективности проведения ГРП на скважинах Приобского месторождения

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Е.В. Безверзая

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Перечень разделов ВКР:

1. Геологический раздел

2. Технологический раздел

3. Экономический раздел

4. Безопасность и экологичность проекта

Перечень учебного материала _____

Руководитель ВКР _____

подпись

Е.В. Безверхая
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____

подпись, инициалы и фамилия студента

И.В. Дерябин

« ____ » _____ 2016г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 63 страницы, 10 таблиц, 7 рисунков, 27 источников.

«АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА СКВАЖИНАХ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

В данной работе приведена геологическая характеристика Приобского нефтяного месторождения, анализ состояния разработки на сегодняшний день, состояние фонда скважин на месторождении. Проведен анализ проведенного в 2009-2010 годах гидравлического разрыва пласта АС-12 на Приобском месторождении. Описана технология ГРП, применяемые материалы и техника. Рассчитан экономический эффект от получения дополнительной добычи нефти, учитывая основные расходы на ГРП, налоговые отчисления, затраты на подъем и транспортировку нефти. Включены разделы по безопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1 Геологический раздел

1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	7
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	9
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды	11
1.5 Осложняющие факторы геологического строения разреза Приобского месторождения	13
1.6 Оценка запасов нефти	15

2 Технологический раздел

2.1 Текущее состояние разработки Приобского месторождения	18
2.2 Анализ фонда скважин Приобского месторождения	19
2.3 Критерии выбора скважин для ГРП	23
2.4 Технология проведения ГРП.....	24
2.5 Анализ эффективности проведения ГРП на Приобском месторождении	31

3 Экономический раздел

3.1 Анализ основных технико-экономических показатели разработки	35
3.2 Экономическое обоснование проводимых мероприятий	36
3.3 Расчет дополнительной добычи нефти	36
3.4 Расчет себестоимости продукции.....	38
3.5 Расчет годового экономического эффекта	43
3.6 Прибыль от реализации	46
3.7 Индекс доходности	47
3.8 Экономическая эффективность проведения ГРП	48

4 Безопасность и экологичность проекта

4.1 Производственная безопасность	50
4.2 Экологическая безопасность	54

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях (техногенного, природного, социального характера)	56
Заключение	54
Список использованных источников	56

ВВЕДЕНИЕ

Приобское месторождение отличается низкими дебитами скважин. Основными проблемами разработки месторождения явились низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приемистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давления по залежам при осуществлении ППД (вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов). В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта АС₁₂. Из-за низких дебитов многие скважины этого пласта должны быть остановлены, что может привести к консервации на неопределенный срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы по пласту АС₁₂ является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Из методов интенсификации добычи нефти воздействием на призабойную зону скважины наиболее широко распространены:

- гидроразрыв пласта;
- кислотные обработки;
- физико-химические обработки различными реагентами;
- теплофизические и термохимические обработки;
- импульсно-ударное, виброакустическое и акустическое воздействие.

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Гидроразрыв широко используется как в отечественной, так и зарубежной практике нефтедобычи.

Значительный опыт ГРП уже накоплен на Приобском месторождении. Анализ выполненных на месторождении ГРП указывает на высокую эффективность для месторождения данного вида интенсификации добычи, несмотря на существенные темпы падения дебита после ГРП. Гидроразрыв пласта в случае с Приобским месторождением является не только методом интенсификации добычи, но и увеличения нефтеотдачи. Во-первых, ГРП позволяет подключить

недренируемые запасы нефти в прерывистых коллекторах месторождения. Во-вторых, данный вид воздействия позволяет отобрать дополнительный объем нефти из низкопроницаемого пласта AC_{12} за приемлемое время эксплуатации месторождения.

Таким образом, ГРП следует рассматривать основным способом интенсификации добычи на Приобском месторождении.

1. Геологический раздел

1.1 Общие сведения о месторождении.

Приобское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Район работ удалён на 65 км к востоку от города Ханты-Мансийска, на 100 км к западу от города Нефтеюганска. В настоящее время район относится к числу наиболее экономически быстро развивающихся в автономном округе, что стало возможным в связи с ростом объёмов геолого-разведочных работ и нефтедобычи.

Наиболее крупные разрабатываемые близлежащие месторождения: Салымское, расположенное в 20 км на восток, Приразломное, расположенное в непосредственной близости, Правдинское - в 57 км на юго-восток. К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой - Челябинск - Новополюк и нефтепровода Усть-Балык-Омск.

Приобская площадь северной своей частью расположена в пределах Обской поймы - молодой аллювиальной равнины с аккумуляцией четвертичных отложений сравнительно большой мощности. Абсолютные отметки рельефа составляют 30-55 м. Южная часть площади тяготеет к плоской аллювиальной равнине на уровне второй надпойменной террасы со слабо выраженными формами речной эрозии и аккумуляции. Абсолютные отметки здесь составляют 46-60 м.

Гидрографическая сеть представлена протокой Малый Салым, которая протекает в субширотном направлении в северной части площади и на этом участке соединяется мелкими протоками Малой Берёзовской и Полой с крупной и полноводной Обской протокой Большой Салым. Река Обь является основной водной магистралью Тюменской области. На территории района имеется большое количество озёр, наиболее крупные из которых озеро

Олевашкина, озеро Карасье, озеро Окунёвое. Болота непроходимые, замерзают к концу января и являются главным препятствием при передвижении транспорта.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.

Неокомский продуктивный пласт сложен черными и темно-серыми, с коричневым оттенком, битуминозными аргиллитами, с плоским изломом, с листовато-чешуйчатой поверхностью, плитчатыми, тонко омученными, с прослоями слабо битуминозных разностей с незначительной слюдистостью, часты прослои кремнистых и известковистых до соответственно радиоляритов и глинистых известняков, иногда доломитизированных. Общая мощность неокомского продуктивного пласта от 30 до 46 м. Возраст свиты определяется как волжский (титонский) - берриасский, что по объему соответствует неокомскому продуктивному пласту Салымского нефтяного месторождения.

Неокомский продуктивный пласт благодаря специфическому литологическому составу является опорным отражающим (маркирующим) сейсмическим горизонтом <Б>. В каротажном облике она характеризуется повышенными значениями радиоактивности. В её строении, как правило, участвуют две пачки - верхняя и нижняя. Верхняя - низкоскоростная, менее плотная, более радиоактивная, нижняя пачка высокоскоростная, более плотная, менее радиоактивная. Геологический разрез по линии скважин представлен на рисунке 1.1.

Верхняя пачка представлена в основном черными глинистыми породами с исключительно высоким содержанием органического углерода до 25% массы. В ней отмечаются отдельные маломощные плотные пропластки с большим содержанием карбонатного и кремнистого материала.

Нижняя пачка имеет более сложное строение и представлена чередованием черных глинистых пород так же с высоким содержанием , глинисто-кремнистых и глинисто-карбонатных отложений. Граница между верхней и

нижней пачками отчетливо фиксируется по данным радиоактивного каротажа (РК). Мощность верхней пачки составляет от 15 до 20м, нижней пачки ~15 м.

Подошва нижней пачки разными исследователями отбивается по-разному, из-за чего возникают недопонимания при оценке характера нефтеносности неокомского продуктивного пласта и подстилающей её абалакской свиты. Эти границы полностью согласуются с границами аномально высоких значений, что отвечает системному критерию неокомского продуктивного пласта, характеризующим её как толщу с высоким содержанием органического вещества (ОВ).

Неокомский продуктивный пласт территории исследования является нефтеносной толщей, с нормальным газовым фактором продукции не превышающим 100м³/т. Дебиты нефти изменяются в широких пределах от 0 до 150 м³/сут. Нефти легкие, плотностью от 0,811 до 0,868 г/см³

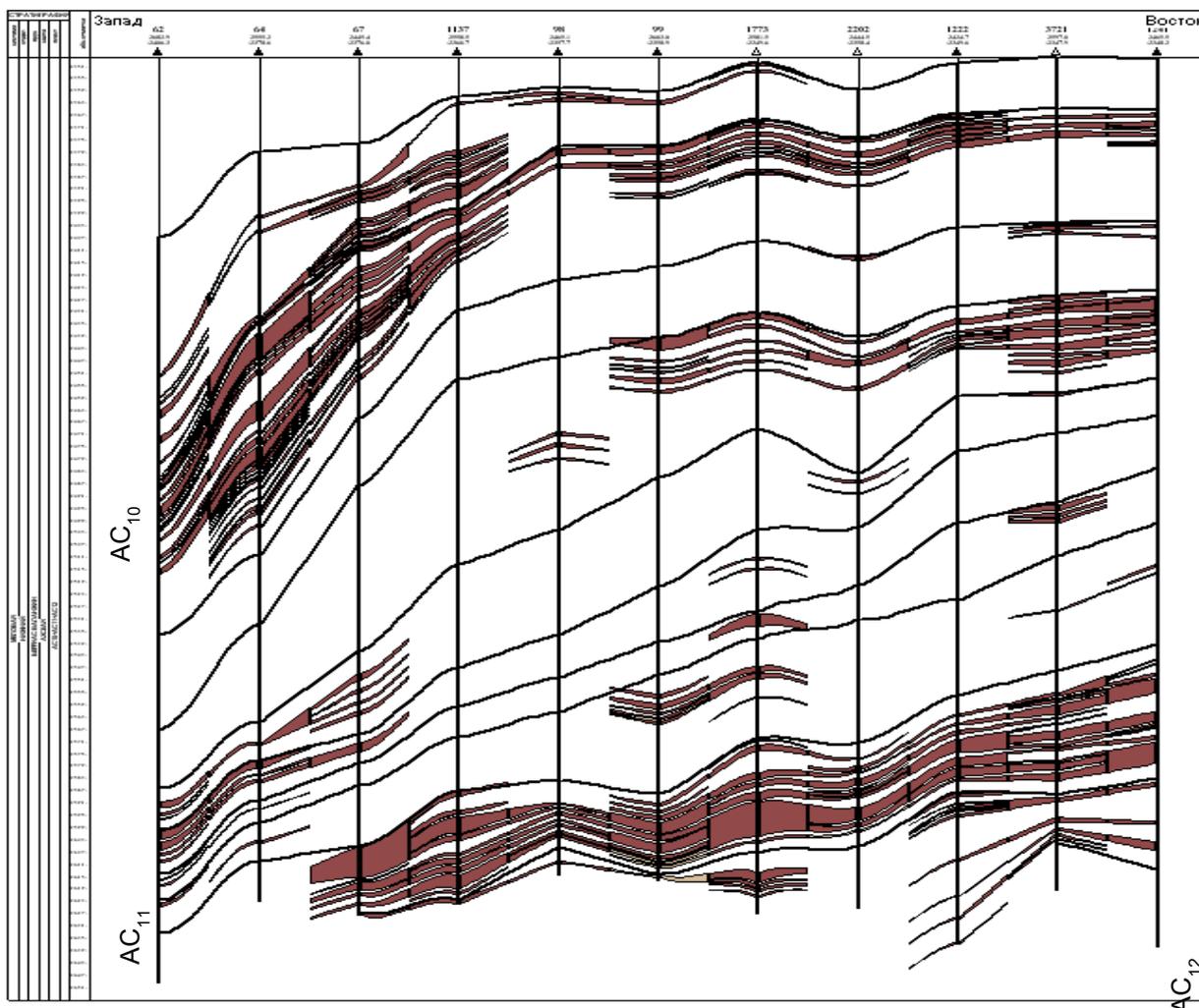


Рисунок 1.1 - Геологический разрез по линии скважин.

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.

Основные запасы нефти на Приобском месторождении сосредоточены в отложениях неокомского возраста. Особенностью геологического строения залежей, связанных с неокомскими породами является то, что они имеют мегакослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-400м) за счет выноса обломочного терригенного материала с востока и юго-востока. Формирование неокомского мегакомплекса осадочных пород происходило в целой серии палеогеографических условий: континентального осадконакопления, прибрежно-морского, шельфового и очень замедленного осаждения осадков в открытом глубоком море.

По мере продвижения с востока на запад происходит наклон (по отношению к баженовской свите, являющейся региональным репером) как глинистых выдержанных пачек (зонального репера), так и содержащихся между ними песчано-алевролитных пород. Согласно определениям, выполненным специалистами по фауне и споропыльце, отобранным из глин в интервале залегания пимской пачки, возраст этих отложений оказался готеривским. Все пласты, которые находятся выше пимской пачки проиндексированы как группа АС, поэтому и на Приобском месторождении пласты БС₁₋₅ были переиндексированы на АС₇₋₁₂.

При подсчёте запасов в составе мегакомплекса продуктивных неокомских отложений выделено 11 продуктивных пластов: АС_{12/3}, АС_{12/1-2}, АС_{12/0}, АС_{11/2-4}, АС_{11/1}, АС_{11/0}, АС_{10/2-3}, АС_{10/1}, АС_{10/0}, АС₉, АС₇.

Пачка продуктивных пластов АС₁₂ залегает в основании мегакомплекса и является наиболее, с точки зрения формирования, глубоководной частью. В составе выделено три пласта АС_{12/3}, АС_{12/1-2}, АС_{12/0}, которые разделяются между собой относительно выдержанными на большей части площади отложениями глинами, толщина которых колеблется от 4 до 10 м. Залежи пласта АС_{12/3} приурочены к моноклиналильному элементу (структурному носу), в пределах

которого отмечаются малоамплитудные поднятия и впадины с зонами перехода между ними.

Основная залежь АС_{12/3} вскрыта на глубинах 2620-2755 м и является литологически экранированной со всех сторон. По площади она занимает центральную терассовидную, наиболее приподнятую часть структурного носа и ориентирована с юго-запада на северо-восток. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 12,8 м до 1,4 м. Дебиты нефти составляют от 1,02 м³/сут до 7,5 м³/сут. Размеры литологически экранированной залежи составляют 25,5 км на 7,5 км, высота 126 м.

Залежь АС_{12/3} вскрыта на глубинах 2640-2707 м и приурочена к Ханты-Мансийскому локальному поднятию и зоне его восточного погружения. Залежь контролируется со всех сторон зонами замещения коллекторов. Дебиты нефти невелики и составляют при различных динамических уровнях 0,4-8,5 м³/сут. Наиболее высокая отметка в сводовой части фиксируется на -2640 м, а наиболее низкая в (-2716 м). Размеры залежи 18 на 8,5 км, высота 76 м. Тип литологически экранированный.

Основная залежь АС_{12/1-2} является самой крупной на месторождении. Она вскрыта на глубинах 2536-2728 м приурочена к моноклинали, осложнённой небольшими по амплитуде локальными поднятиями, с зонами перехода между ними. С трёх сторон структура ограничена литологическими экранами и лишь на юге (к Восточно-Фроловской площади) коллекторы имеют тенденцию к развитию. Нефтенасыщенные толщины изменяются в широком диапазоне от 0,8 до 40,6 м, при этом зона максимальных толщин (более 12 м) охватывает центральную часть залежи, а также восточную. Размеры литологически экранированной залежи 45 км на 25 км, высота 176 м.

В пласте АС_{12/1-2} вскрыты залежи 7,5 на 7 км, высотой 7 м и 11 на 4,5 км, высотой 9 м. Обе залежи литологически экранированного типа.

Пласт АС_{12/0} имеет меньшую по размерам зону развития. Основная залежь АС_{12/0} представляет собой линзообразное тело, ориентированное с юго-

запада на северо-восток. Размеры её 41 на 14 км, высота 187 м. Дебиты нефти изменяются от первых единиц м³/сут до 48 м³/сут.

Покрышка горизонта АС₁₂ образована мощной (до 60 м) толщей глинистых пород.

Всего в пределах месторождения открыто 42 залежи. Максимальную площадь имеет основная залежь в пласте АС_{12/1-2} (1018 км²). Параметры продуктивных пластов в пределах эксплуатационного участка представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 - Параметры продуктивных пластов в пределах эксплуатационного участка.

Пласт	Средняя глубина, м	Средняя толщина		Открытая Пористость, %	Нефтенасыщенность, %	Коэффициент песчаности	Расчлененность
		Общая, м	Эффект, м				
АС ₁₀ ⁰	2529	10,2	1,9	17,6	60,4	0,183	1,8
АС ₁₀ ¹⁻²	2593	66,1	13,4	18,1	71,1	0,200	10,5
АС ₁₁ ⁰	2597	20,3	1,9	17,2	57,0	0,091	2,0
АС ₁₁ ¹	2672	47,3	6,4	17,6	66,6	0,191	6,1
АС ₁₁ ²⁻⁴	2716	235,3	4,9	17,6	67,2	0,183	4,5
АС ₁₂ ²	2752	26,7	4,0	17,7	67,5	0,164	3,3
АС ₁₂ ³⁻⁴	2795	72,8	12,8	18,0	69,8	0,185	9,3

1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды.

На Приобском месторождении глубинные пробы нефти отбирались пробоотборниками типа ВПП-300 из фонтанирующих скважин при режимах, обеспечивающих приток нефти к точке отбора в однофазном состоянии. Методическое обеспечение работ по исследованию пластовых нефтей проводи-

лось в соответствии с требованиями отраслевого стандарта ГОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».

Поверхностные пробы нефти отбирались с устья добывающих скважин. Исследование их проводилось по действующим государственным стандартам и методикам. Компонентный состав газа, разгазированной и пластовой нефти определялся методом газожидкостной хроматографии. Данные о свойствах пластовых нефтей представлены в таблице 1.2. Физические свойства пластовых нефтей исследованы методом однократного разгазирования.

Таблица 1.2 - Свойства пластовой нефти Приобского месторождения.

Индекс пласта	АС ₁₂
Пластовое давление, МПа	25,1
Пластовая температура, °С	88
Давление насыщения, МПа	10,3
Газосодержание, м ³ /т	70
Газовый фактор, м ³ /т	60
Объемный коэффициент, b	1,20
Плотность нефти в пластовых услов, ρ _{пл} , кг/м ³	788
Вязкость пластовой воды μ _{вод} , мПа·с	0,35
Вязкость пластовой нефти μ _{пл} , мПа·с	1,56
Содержание парафина в нефти, %	2,64
Плотность нефти в поверх. условиях ρ, кг/м ³	868

Пластовые нефти по продуктивным пластам АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂ не имеют значительных различий по своим свойствам. Характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окруженных краевой водой. В пластовых условиях нефти средней газонасыщенности, давление насыщения в 1,5 - 2 раза ниже пластового (высокая степень пережатия). Экспериментальные данные об изменчивости нефтей по разрезу эксплуатационных объектов месторождения свидетельствуют о незначительной неоднородности нефти в пределах залежей.

Нефти пластов АС₁₀, АС₁₁, и АС₁₂ близки между собой, более легкая нефть в пласте АС₁₁, молярная доля метана в ней 24,56%, суммарное содержание углеводородов С₂Н₆-С₅Н₁₂ - 19,85%. Для нефтей всех пластов характерно преобладание нормальных бутана и пентана над изомерами.

Количество легких углеводородов СН₄-С₅Н₁₂, растворённых в разгазированных нефтях, составляет 8,2-9,2%.

Нефтяной газ стандартной сепарации высокожирный (коэффициент жирности более 50), молярная доля метана в нём составляет 56,19 (пласт АС₁₀) - 64,29 (пласт АС₁₂). Количество этана намного меньше, чем пропана, отношение С₂Н₆ /С₃Н₈ равно 0,6, что характерно для газов нефтяных залежей. Суммарное содержание бутанов 8,1-9,6%, пентанов 2,7-3,2%, тяжёлых углеводородов С₆Н₁₄ + высшие 0,95-1,28%. Количество диоксида углерода и азота невелико, около 1%.

1.5 Осложняющие факторы геологического строения разреза Приобского месторождения.

Приобское месторождение разрабатывается в сложных условиях, обусловленных особенностями его географического расположения и геологического строения продуктивных пластов.

Месторождение отличается сложным геологическим строением - сложное строение песчаных тел по площади и разрезу, пласты гидродинамически слабо связаны. Для коллекторов продуктивных пластов характерны: низкая проницаемость, низкая песчанистость, повышенная глинистость, высокая расчленённость.

До 1996 года месторождение разрабатывалось по технологической схеме «Уточнённые технологические показатели разработки первоочередного участка Приобского месторождения», составленной СибНИИНП в 1990 году. Разработка каждого эксплуатационного объекта АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ проводилась

при размещении скважин по линейной трёхрядной треугольной схеме с плотностью сетки 25 га/скв, с бурением всех скважин до пласта АС₁₂.

В 1997г., СибНИИНП было подготовлено «Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки левобережной части Приобского месторождения, включая пойменный участок №4», в котором были даны коррективы по разработке левобережной части месторождения с подключением в работу новых кустов №140 и №141 в пойменной части месторождения. В соответствии с этим документом предусматривается реализация блоковой трёхрядной системы (плотность сетки - 25 га/скв) с переходом в дальнейшем на более поздней стадии разработки на блочно-замкнутую систему.

Выбор метода воздействия на нефтяные залежи определяется рядом факторов, наиболее существенными из которых являются геолого-физические характеристики залежей, технологические возможности осуществления метода на данном месторождении и экономические критерии. Перечисленные выше методы воздействия на пласт имеют многочисленные модификации и, в своей основе, базируются на огромном наборе составов используемых рабочих агентов. Поэтому при анализе существующих методов воздействия имеет смысл, в первую очередь, использовать опыт разработки месторождений Западной Сибири, а также месторождений других регионов с аналогичными Приобскому месторождению свойствами коллекторов (в первую очередь низкую проницаемость коллекторов) и пластовых флюидов.

Из методов интенсификации добычи нефти воздействием на призабойную зону скважины наиболее широко распространены: гидроразрыв пласта; кислотные обработки; физико-химические обработки различными реагентами; теплофизические и термо-химические обработки; импульсно-ударное, виброакустическое и акустическое воздействие.

Основными геолого-физическими характеристиками Приобского месторождения для оценки применимости различных методов воздействия являются: глубина продуктивных пластов 2400-2600 м, толщина пластов АС₁₀,

АС₁₁ и АС₁₂ соответственно до 20,6, 42,6 и 40,6 м, начальное пластовое давление 23,5-25 МПа, пластовая температура 88-90⁰С, низкая проницаемость коллекторов, высокая латеральная и вертикальная неоднородность пластов, плотность пластовой нефти 780-800 кг/м³, вязкость пластовой нефти 1,4-1,6 мПа·с, давление насыщения нефти 9-11 МПа.

Сопоставляя представленные данные с известными критериями эффективного применения методов воздействия на пласт можно отметить, что даже без детального анализа, из перечисленных выше методов для Приобского месторождения могут быть исключены: тепловые методы и полимерное заводнение (как метод вытеснения нефти из пластов). Тепловые методы применяются для залежей с высоковязкими нефтями и на глубинах до 1500-1700 м. Полимерное заводнение предпочтительно использовать в пластах проницаемостью более 0,1 мкм² для вытеснения нефти с вязкостью от 10 до 100 мПа·с и при температуре до 90⁰С (для более высоких температур применяются дорогостоящие, специальные по составам полимеры).

1.6 Оценка запасов нефти.

На Приобском месторождении запасы нефти и растворенного газа подсчитаны Тюменской тематической экспедицией Главтюменьгеология и утверждены ГКЗ СССР в 1988 году – протокол № 10581 от 27 декабря.

На дату утверждения запасов месторождение находилось на стадии разведки. Запасы нефти были утверждены по пяти продуктивным пластам – АС₇, АС₉, АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ (категории С₁ и С₂).

Утвержденные ГКЗ начальные запасы нефти по категории С₁ составили 1827866 тыс.т, извлекаемые – 565050 тыс. т; категории С₂ - 524073 тыс. т, извлекаемые – 48970 тыс. т. Извлекаемые запасы нефти категории С₂ на дату утверждения составляли 8 % от извлекаемых запасов нефти месторождения.

Основным продуктивным пластом месторождения является пласт АС₁₂. Утвержденные ГКЗ запасы нефти по пласту АС₁₂ (категория С₁) составили

930493 тыс.т, извлекаемые – 248920 тыс.т. По категории C_2 – 307800 тыс.т, извлекаемые – 19790 тыс.т.

За истекший с момента утверждения запасов период на месторождении разбурены эксплуатационные участки на основных продуктивных пластах, уточнены контуры нефтеносности и на государственном балансе числятся скорректированные запасы.

Числящиеся на балансе РФГФ запасы нефти Приобского месторождения по категории $B+C_1$ составили: геологические 2476258, извлекаемые - 730001 тыс. т, по категории C_2 геологические - 367501, извлекаемые 54553 тыс. т. По основному продуктивному пласту AC_{12} , начальные числящиеся на балансе геологические запасы нефти составили 1286615 тыс. т (категория $B+C_1$) и 203081 тыс. т (категория C_2) и извлекаемые соответственно 326734 и 36346 тыс. т.

В целом по месторождению по категориям BC_1 геологические запасы увеличились на 35%, извлекаемые - на 29 %; по категории C_2 геологические запасы уменьшились на 30%.

Выводы по геологическому разделу.

Приобское месторождение характеризуется сложным геологическим строением продуктивных отложений и изменчивостью литолого-физических и фильтрационно-ёмкостных свойств как по разрезу, так и по площади, что обусловлено условиями их формирования в краевой части предельты и на склоне аккумулятивной террасы.

Все залежи нефти являются пластовыми, литолого-стратиграфически экранированными и относятся к категории сложнопостроенных. Песчаные тела полностью нефтенасыщены, водонефтяной контакт отсутствует. Области развития песчаных тел практически не контролируются современным структурным планом, продуктивность неокомских отложений определяется наличием на разрезе проницаемых пластов-коллекторов. Всё это обуславливает

очень сложное геологическое строение песчано-алевритовых тел, которое затрудняет интерпритацию данных геофизических и сейсмических исследований, а также оценку фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов и их насыщенности.

Отложения неокомских продуктивных пластов горизонтов АС₁₀-АС₁₂ генетически связаны с двумя основными типами литофациальных ассоциаций: выдержанные отложения дельтовой равнины и относительно глубоководные линзовидные тела гравитационного генезиса.

Залежи продуктивного горизонта АС₁₂ представлены отложениями фаций гравитационного генезиса, имеющих сложную геометрию, более сложное распределение фильтрационно-ёмкостных свойств, которые ухудшены из-за примеси глинистого материала.

Тип коллектора терригенный, пористость 0.18 доли ед., проницаемость 2-8 10^{-3} мкм², пластовая температура 88⁰С, пластовое давление 25 МПа, Вязкость нефти в пласт.условиях 1.56 мПа с, содержание в нефти серы, парафина 2,56 %, давление насыщения нефти газов 10.9 МПа, газосодержание нефти 75 м³/т. Нефть лёгкая плотностью от 0,811 до 0,868 г/см³.

2. Технологический раздел.

2.1 Текущее состояние разработки Приобского месторождения.

Бурение эксплуатационных скважин на месторождении было начато в 1988 году на Левобережной его части, ввод в разработку Правобережного участка осуществлен позднее – в 1999 году. Добыча нефти на Островном участке началась во второй половине 2003 г. Анализ разработки проведен по состоянию на 01.01.2010 г.

Накопленная добыча нефти по месторождению составила 66,6 млн.т., жидкости 77,2 млн.т., накопленная закачка воды – 106,1 млн.м³. Динамика добычи нефти в целом по месторождению характеризуется непрерывным увеличением объемов добычи.

Освоение системы нагнетания было начато в 1991г., а в 1992г., объем закачки был доведен до 620 тыс.м³ в год. В дальнейшем, на протяжении следующих пяти лет, эта величина практически оставалась неизменной, не превышая уровня в 780 тыс.м³ в год. Начиная с 1997г., отмечается бурный рост объема закачиваемой воды в 2000г., он достиг величины 2,9 млн.м³. С 2001 года закачка возросла кратно, в 2004 году объем закачки составил 41,4 млн. м³. Для добычи нефти и жидкости 2000 год также является переломным и с 2001 года наблюдается значительный рост добычи. Значительный рост объемов закачки воды, привел к пропорциональному росту обводненности которая за период 2000-2004 гг., выросла с 3,8 до 28 %.

Ввиду того, что месторождение находится в начальной стадии разработки и активно разбуривается динамика фонда скважин характеризуется бурным ростом и низкой долей бездействующих скважин. Небольшое замедление темпов бурения отмечается в 2004г.,

На 01.01.2010г., на месторождении насчитывалось 836 добывающих и 331 нагнетательная скважины из них 688 и 278 действующих скважин соответственно.

Из общего фонда пробуренных и принятых из бурения скважин эксплуатационного фонда в категории ликвидированных числится 66 скважин. Часть пробуренных скважин использована в качестве пьезометрических (5 скважин) и контрольных (5 скважин – 0,6% пробуренного фонда). По проекту необходимо, чтобы количество контрольных скважин составляло 5% от эксплуатационного фонда скважин.

На дату анализа фонтанировало 38 скважин из 688 действующих; остальные скважины эксплуатировались механизированным способом: 86,9% фонда скважин было оборудовано установками ЭЦН и 7,3 % фонда – установками ШГН. Текущие средние дебиты скважин, оборудованных ШГН, составляют: нефти – 3,7 т/сут, жидкости – 4,7 т/сут, скважин, оснащенных ЭЦН, – 93,7 т/сут и – 143,4 т/сут, фонтанных скважин – 0,6 т/сут и – 3,7 т/сут, соответственно. Две скважины эксплуатируются при помощи струйных насосов их средний дебит – 7,5 т/сут и – 9,2 т/сут по нефти и жидкости соответственно.

Характерной особенностью эксплуатации Приобского месторождения является то, что подавляющее большинство скважин совместно эксплуатируют два пласта и более.

2.2 Анализ фонда скважин Приобского месторождения.

Приобский лицензионный участок имеет форму неправильного многоугольника, площадью около 3353,45 кв. км. В непосредственной близости к Приобскому месторождению расположены крупные, находящиеся в эксплуатации месторождения: Приразломное (на юго-востоке), Салымское (20 км восточнее) и Правдинское (57 км на юго-восток). Центральная часть участка расположена в пойме р. Оби. Территория месторождения условно подразделяется на две зоны: Правобережную и Левобережную. Граница между ними проходит по основному руслу р. Обь.

В настоящее время месторождение разрабатывается по «Технологической схеме разработки Приобского месторождения, 2001 г.» утвержденной ЦКР Минтопэнерго (протокол № 2769 от 15.11.2001 г.).

По запасам месторождение относится к крупным, а по геологическому строению - чрезвычайно сложным для освоения.

Отличительные особенности месторождения:

- большая площадь нефтеносности;
- многопластовость;
- многоэтапность проектирования и развития системы разработки и обустройства месторождения;
- статус территории особого порядка недропользования.

Промышленная нефтеносность установлена в неокомских отложениях (горизонты АС₇, АС₈, АС₉, АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂). В промышленную разработку вовлечены три горизонта: АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂, где сосредоточено 96,9 % разведанных запасов, причем в горизонте АС₁₂ сосредоточено 54,9 % из них.

На Приобском месторождении по состоянию на 01.01.2010 год фонд скважин с начала разработки составляет 1167 скважин, в том числе добывающих 836, нагнетательных 331. Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом представлена в таблице 2.1, фонд добывающих нагнетательных на рисунке 2.1-2.2.

Таблица 2.1 - Характеристика фонда скважин (по состоянию на 01.01.2010 г.)

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин			
		АС ₁₀	АС ₁₁	АС ₁₂	Всего по месторождению
Фонд добывающих скважин	Пробурено	482	610	571	836
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0
	Всего	482	610	571	836
	В том числе:				
	Действующие	423	523	496	688
	из них фонтанные	22	21	24	38
	ЭЦН	378	474	430	598
	ШГН	22	26	41	50
	СТР	1	2	1	2
	Бездействующие	27	29	36	52
	В освоении после бурения	9	10	11	11
	В консервации	2	6	3	10
	Контрольные	0	0	5	5
	Пьезометрические	1	1	2	4
	Переведены под закачку	0	0	0	0
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0
	Ликвидированные	19	41	18	66

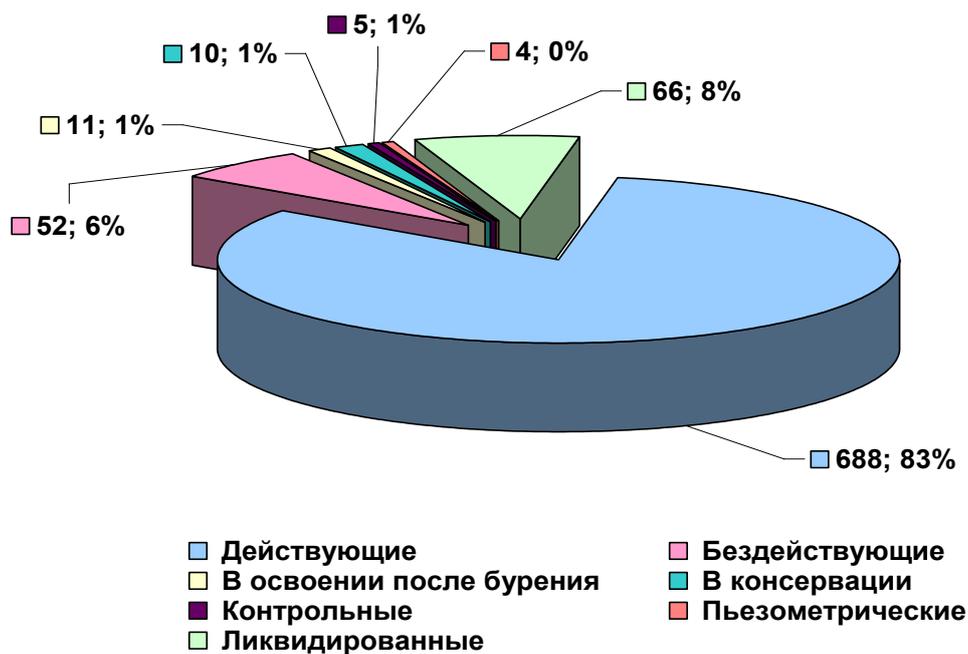


Рисунок 2.1 - Характеристика фонда добывающих скважин Приобского месторождения по состоянию на 01.01.2010г.

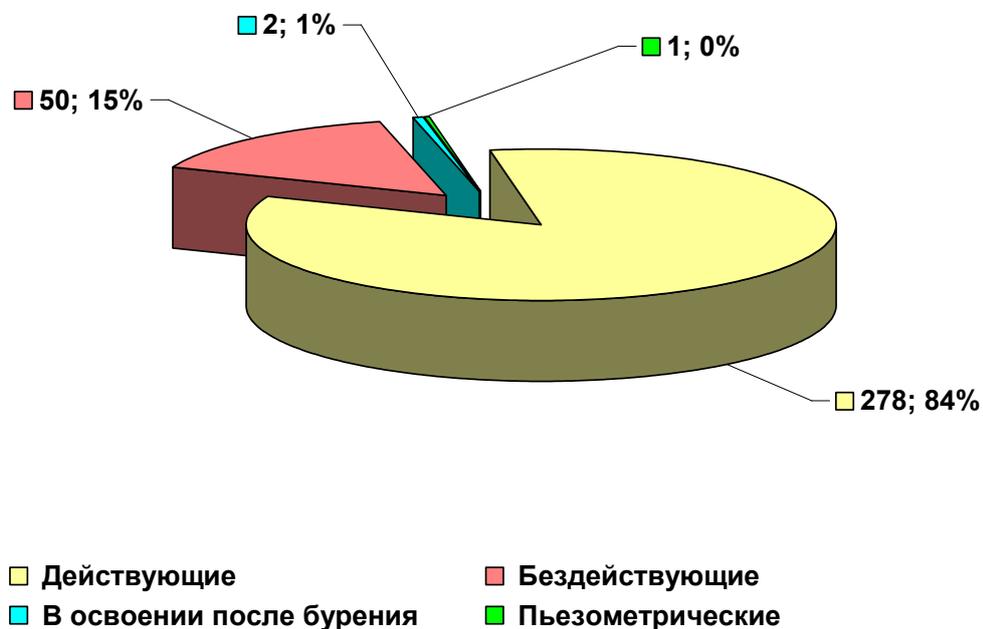


Рисунок 2.2 - Характеристика фонда нагнетательных скважин Приобского месторождения по состоянию на 01.01.2010г.

Месторождение является многопластовым. Эксплуатационными объектами являются пласты АС₁₀, пласт АС₁₁, пласт АС₁₂. Месторождение характеризуется высоким темпом ввода новых скважин. Наибольшая часть фонда на данный момент имеет обводненность 9,5 – 25,1 % (обводненность в целом по месторождению – 22,1 %).

Накопленная добыча нефти на 01.01.2010 г. по пласту АС₁₂ составила 11210 тыс. т, фонд добывающих скважин по пласту составил 571 скважин из них 496 скважин действующие, эксплуатационный фонд нагнетательных скважин - 210, из них 172 скважины действующие.

По пласту АС₁₁ с начала разработки отобрано 43633 тыс. т нефти. По состоянию на 01.01.2010 г., фонд добывающих скважин составил 610, в том числе: действующих – 523, фонд нагнетательных скважин – 219, в т.ч. действующих - 206.

По пласту АС₁₀ с начала разработки отобрано 11778 тыс. т нефти. По состоянию на 01.01.2010 г., фонд добывающих скважин составил 482, в том числе: действующих – 423, фонд нагнетательных скважин – 176, в т.ч. действующих - 157.

2.3 Критерии выбора скважин для ГРП.

Критерии выбора скважин были определены исходя из особенностей строения Приобского месторождения и схемы его разработки.

1. Для проведения ГРП предпочтительны слабопроницаемые, цементированные крепкие породы.

2. Лучшие результаты ГРП наблюдаются в скважинах с высоким пластовым давлением, меньшей степенью дренированности, более высокой остаточной нефтенасыщенностью. Обводненность скважины не должна превышать 75%.

3. Не рекомендуется проводить ГРП в добывающих скважинах, расположенных вблизи очагов нагнетания, водонефтяного (газонефтяного) контуров.

Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины должно быть не менее 100 м.

4. Предпочтительная толщина продуктивной части пласта, подвергаемая разрыву, составляет 2-15м.

5. В скважинах, вскрывших многопластовые залежи или пласты толщиной более 15 м, проводят многократные или поинтервальные ГРП.

6. ГРП не рекомендуется осуществлять в технически неисправных колоннах, при недостаточной высоте подъема цемента или плохом состоянии цементного кольца за колонной. Состояние цемента должно быть хорошим выше и ниже 10 м от перфорации.

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

8. Окупаемость затрат на проведение ГРП.

Критерии выбора скважин пересматриваются ежегодно. В настоящее время на предприятиях Западной Сибири скважины для проведения выбирают по следующим основным критериям.

- Дебит по жидкости – до 10м³/сут.
- Перфорированная толщина не менее 3 м.
- Обводненность не менее 30%
- Остаточные извлекаемые запасы – не менее 70% от начальных.

Кроме того, при выборе скважин для ГРП оценивается строение пласта, анализируется текущее геолого-промысловые условия на участке, учитывается работа окружающих нагнетательных и добывающих скважин.

2.4 Технология проведения ГРП.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - один из основных методов воздействия на призабойную зону. Ежегодно его применяют на 1500 - 2500 добывающих и нагнетательных скважинах. Сущность ГРП состоит в нагнетании в скважину жидкости под высоким давлением, в результате чего в

призабойной зоне пласта раскрываются существующие трещины, или образуются новые. Для предупреждения смыкания этих трещин (после снятия давления) в них вместе с жидкостью закачивается крупнозернистый песок (расклинивающий агент). В результате увеличивается проницаемость пород призабойной зоны пласта, а вся система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Радиус трещин может достигать нескольких десятков метров.

Дебиты скважин после гидроразрыва увеличиваются в десятки раз, что свидетельствует о значительном снижении гидравлических сопротивлений в призабойной зоне пласта и интенсификации притока жидкости из высокопродуктивных зон, удаленных от ствола скважины.

Механизм образования трещин при разрыве пласта фильтрующейся жидкостью, следующий. Под давлением, создаваемым в скважине насосными агрегатами, хорошо фильтрующаяся жидкость разрыва проникает в первую очередь в зоны с наибольшей проницаемостью. При этом между пропластками по вертикали создается разность давлений, так как в более проницаемых пропластках давление выше, чем в малопроницаемых или практически непроницаемых. В результате на кровлю и подошву проницаемого пласта начинают действовать разрывающие силы, вышележащие породы подвергаются деформации, а на границах пропластков образуются горизонтальные трещины.

При закачке нефилтующейся жидкости механизм разрыва пласта аналогичен механизму разрыва толстостенных сосудов и для этого требуются более высокие давления, а образующиеся трещины имеют, как правило, вертикальную или близкую к ней ориентацию.

Давление, при котором создаются трещины, определяется многими факторами: горным давлением, пластовым давлением, характеристиками пород, наличием трещин и др. поэтому давление разрыва даже в пределах одного пласта неодинаково и может изменяться в широких пределах. Практикой подтверждено, что в большинстве случаев давление разрыва на забое скважины

ниже горного давления. С.А. Христианович и Ю.П. Желтов объясняют это наличием в продуктивных пластах микро и макротрещин, а также пластическими деформациями глин и глинистых пластов, встреченных в разрезе при бурении и выдавленных в ствол скважины под действием силы тяжести вышележащих пород.

Процесс гидравлического разрыва пласта состоит из следующих последовательно проводимых операций: установка пакера с целью герметизации затрубного пространства и закачка в пласт жидкости разрыва для образования и расширения трещин; закачка жидкости-носителя с песком, предназначенным для закрепления трещин или сохранения их раскрытого состояния; закачка продавочной жидкости для вытеснения песка в трещины пласта из насосно-компрессорных труб и ствола скважины.

Общие требования ко всем трем жидкостям, называемым рабочими, следующие:

- Рабочие жидкости не должны уменьшать ни абсолютную, ни фазовую проницаемости породы пласта, поэтому при ГРП в добывающих скважинах применяют жидкости на углеводородной основе, а в водонагнетательных – на водной.
- Свойства рабочих жидкостей должны обеспечивать наиболее полное удаление их из созданных трещин и порового пространства пород, они должны быть взаиморастворимы с пластовыми флюидами.
- Вязкость рабочих жидкостей должна быть стабильной в пластовых условиях в течении времени проведения ГРП.

Рабочая жидкость, при закачивании которой в пласт создается давление, достаточное для нарушения целостности пород, называется жидкостью разрыва. В зависимости от проницаемости пород оптимальная вязкость жидкости разрыва составляет 50 – 500 мПа·с, а иногда она достигает 1000 – 2000 мПа·с. В качестве жидкости разрыва используют сырые дегазированные нефти; нефти, загущенные мазутными остатками; нефтекислотные эмульсии (гидрофобные), кислотно-керосиновые эмульсии. Эмульсии приготавливаются

путем механического перемешивания компонентов с введением необходимых химических реагентов, например поверхностно-активных веществ. В нагнетательных скважинах в качестве жидкости разрыва используют чистую или загущенную воду. К загустителям относятся компоненты, имеющие крахмальную основу, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда (ССБ), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ).

Рабочая жидкость, используемая для транспортирования песка с поверхности до трещины для их заполнения, называется жидкостью-песконосителем. Она должна быть слабофильтрующей и иметь высокую пескоудерживающую способность. Способность жидкости удерживать песок во взвешенном состоянии находится в прямой зависимости от её вязкости. Повышение вязкости жидкости-песконосителя также достигается добавлением в нее загустителя. Для углеводородных жидкостей (дегазированная нефть, дизтопливо и др.) загустителями служат соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей (нефтяной гудрон и др. отходы нефтепереработки). Часто в качестве жидкости песконосителя применяют те же жидкости, что и для разрыва пласта. В настоящее время большая часть операций гидравлического разрыва пласта осуществляется с использованием жидкостей на водной основе. Это обосновано дешевизной воды, повсеместным ее наличием, присущим ей свойствам хорошего растворителя различных добавок, облагораживающих рабочие жидкости.

Продавочная жидкость предназначена для вытеснения жидкости-песконосителя из насосно-компрессорных труб, по которым осуществляется процесс ГРП. Ее объем определяется объемом насосно-компрессорных труб и ствола скважины в интервале вскрытого продуктивного разреза. В качестве продавочной жидкости используется практически любая недорогая жидкость, обладающая минимальной вязкостью для уменьшения потерь напора и имеющаяся в достаточном количестве (чаще всего обычная вода).

Песок предназначен для заполнения образовавшихся при ГРП трещин с целью предупреждения их смыкания после уменьшения давления ниже

давления разрыва. Поэтому песок должен иметь достаточную механическую прочность и сохранять высокую проницаемость. Этим требованиям удовлетворяет хорошо откатанный однородный кварцевый песок. Для ГРП применяют песок размером от 0,25 до 1,6 мм. Учитывая высокую плотность песка (2650 кг/м^3) и недостаточную прочность на смятие в мировой практике находят применение стеклянные шарики, зерна агломерированного боксита соответствующего размера, а также молотая скорлупа грецкого ореха.

Эффективность ГРП определяется раскрытостью и протяженностью созданных трещин: чем они больше, тем выше эффективность обработки. Для создания таких трещин в скважину закачивают от 4 до 20 тонн песка, причем первые порции (30 – 40%) рекомендуется составлять из мелкозернистого песка (фракции 0,15 – 0,5 мм) с последующим переходом на более крупные фракции. Концентрация песка в жидкости-носителе зависит от фильтруемости и удерживающей способности жидкости и изменяется в пределах $40 - 600 \text{ кг/м}^3$ жидкости.

Объем жидкости разрыва устанавливают исходя из конкретных условий. Для плотных пород рекомендуются следующие объемы $4 - 6 \text{ м}^3$ на 10 м толщины пласта, если вскрытая перфорацией толщина пласта не более 20 м. Если вскрытая толщина более 20 метров, то на каждые ее 10 м количество жидкости разрыва увеличивается на $1 - 2 \text{ м}^3$. Если породы слабосцементированные, рыхлые, то количество жидкости разрыва увеличивается в 1,5 – 2 раза по сравнению с объемом для плотных пород.

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

До проведения ГРП скважину исследуют: определяют дебит, забойное и пластовое давления, коэффициент продуктивности, а для нагнетательных – приемистости. Забой скважины промывают растворителями, водой или

водными растворами ПАВ. Иногда в намеченном для создания трещины интервале пласта предварительно проводят гидropескоструйную перфорацию. После промывки, очистки и шаблонирования ствола скважины, в нее спускают колонну равнопрочных насосно-компрессорных труб, по которым в пласт закачивают рабочие жидкости. Для предохранения обсадной (эксплуатационной) колонны от воздействия высокого давления над разрываемым пластом устанавливают пакер, разобщающий фильтровую зону ствола скважины от его вышестоящей части. Осевая нагрузка при ГРП воспринимается пакером и подается на якорь, удерживающий пакер и колонну насосно-компрессорных труб от перемещения вверх. В зависимости от технологии ГРП ниже перфорационных отверстий может быть установлен и второй пакер. После спуска труб с пакером и якорем, устье скважины оборудуют специальной головкой, к которой подключают насосные установки для нагнетания в пласт рабочих жидкостей и закрепляющего материала.

Для осуществления ГРП используют насосные установки (агрегаты) типа KENWORTH TEXACO-MEROPA-68, рассчитанные на максимальное рабочее давление 100 МПа, пескосмесительные агрегаты блендер типа ДЕТРОЙТ-12V71-дизель и установки типа KENWORTH (для транспортирования до 25 т песка, дозированного ввода песка в поток жидкости и приготовления песчаножидкостной смеси), блок манифольда собран из труб длиной 2 фута (0,61 м), 4 фута (1,22 м) и 10 футов (3,05 м), внутренний диаметр - 60 мм, толщина стенки трубы - 12 мм, рабочее давление - 100 МПа (для обвязки нескольких насосных агрегатов); цементируемый агрегат ЦА-320 применяют при проведении ГРП для поддержания давления в затрубном пространстве в течение всего процесса, порядка 12 МПа, с целью снижения разности давления над и под пакером; автоцистерна АЦ-10 и прицеп-цистерна ПЦ-8-8350 используется для перевозки жидкостей при подготовке ГРП; пакер OMEGAMATIK; скрепер для очистки интервала посадки пакера; шаблон для шаблонирования ствола скважины; перо-воронка; воронка; колонна труб НКТ собрана из труб иностранного или отечественного производства марки N-80.

Также для проведения ГРП используются стандартные емкости-буллиты объемом 50 м^3 , транспортируемые с помощью буллитовоза на базе автомобиля KENWORTH, который способен с помощью лебедки самостоятельно брать на себя перевозить и устанавливать на новом месте стандартные емкости.

В качестве расклинивающего агента применяется искусственный песок PROPANT – отходы алюминиевого производства. Его зерна имеют округлую форму: размер зерен - $0,42-0,833 \text{ мм}$; удельный вес - $1,71 \text{ кг/м}^3$.

Для обвязки насосных установок между собой и устьевым оборудованием при нагнетании рабочих жидкостей в скважину используются блоки манифольдов 1БМ-700, которые монтируются на шасси автомобиля и состоят из приемного и напорного коллекторов. Контроль за процессом ГРП осуществляется с помощью показывающих и записывающих манометров и расходомеров.

Гидравлический разрыв пласта начинают с определения зависимости приемистости скважины от давления нагнетания жидкости. Для этого посредством одной насосной установки на первой или второй скорости ее работы в скважину закачивают жидкость разрыва до момента стабилизации давления на устье (обычно $10 - 15 \text{ мин}$). Замеряют расход жидкости и давление. Затем темп закачки увеличивают, вновь замеряют расход и давление и т.д. считается, что в пласте образуются трещины, если коэффициент приемистости (отношение расхода жидкости к давлению) при закачивании жидкости с максимальным расходом возрастает не менее чем в $3 - 4$ раза по сравнению с коэффициентом приемистости на минимальном режиме закачки. Если разрыв пласта не зафиксирован, то процесс повторяют с применением жидкости повышенной вязкости. После установления факта разрыва пласта с целью дальнейшего развития трещин и облегчения ввода песка в них рекомендуется закачать $3 - 4 \text{ м}^3$ слабофильтрующейся жидкости повышенной вязкости. Затем закачивают жидкость с песком с объемной скоростью не ниже той, при которой был зафиксирован разрыв пласта. Продавочную жидкость закачивают непосредственно за песчано-жидкостной смесью без снижения темпов

закачивания. После завершения продавливания песчано-жидкостной смеси в трещину скважину закрывают и оставляют в покое до стабилизации (восстановления) давления на устье. Затем из скважины удаляют пакер, промывают ее до забоя и осваивают.

При большой толщине пласта или наличии нескольких вскрытых интервалов осуществляют поинтервальные гидравлические разрывы. В этом случае уже обработанный интервал изолируют песчаной пробкой или специальными материалами, временно ограничивающими поступление жидкости в уже образованную трещину (эластичные или легко растворяющиеся шарики, полимеры).

2.5 Анализ эффективности проведения ГРП на Приобском месторождении.

После проведения ГРП две скважины №303 и №5228 были введены в эксплуатацию после непродолжительного свабирования, скважины №5230 и 5222 были закончены путем освоения азотированием через ГНКТ, последний метод оказался самым эффективным и быстрым. Все скважины работают в режиме естественного фонтанирования с установленными штуцерами 8-10мм. Начальный уровень добычи жидкости (нефть, газ, вода) у всех скважин был, как правило очень высокий, достигая порой 450м³/сут. Значительный вынос пропанта может быть объяснен как большим дебитом в первые дни отработки скважины, так и тем, что данное проявление было предсказуемым в виду большого объема пропанта, закаченного в пласт. Теоретически, обратному выносу подвержено до 10% от закаченной массы пропанта, по причине частичного разрушения пропанта, нестабильной пропантной пачки, а также остаточной вязкости геля.

История эксплуатации скважин №5230 (рисунок 2.4), №5228 (рисунок 2.5), №5222 (рисунок 2.6) после ГРП невелика, поэтому эксплуатация скважины № 303 представляется более показательной, так как добыча на скважине после

обработки ГРП ведется более года, следовательно, в стабильном режиме эксплуатации (рисунок 2.3).

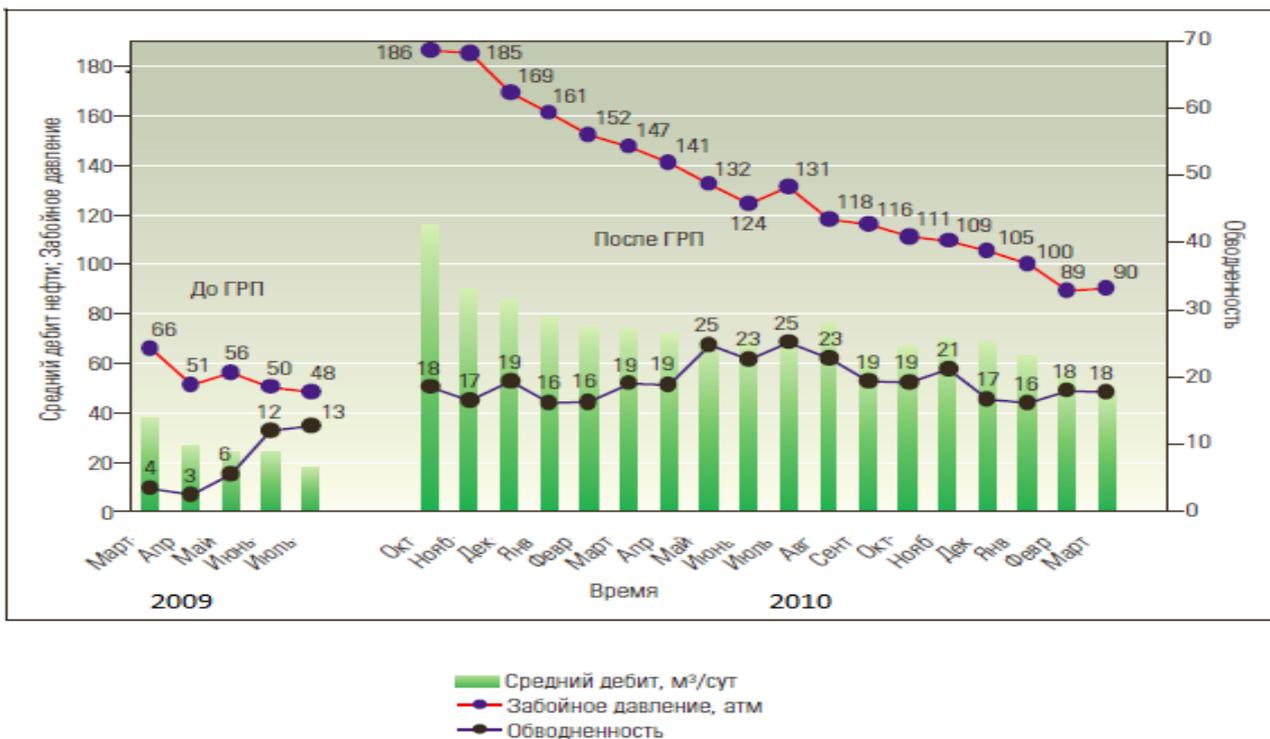


Рисунок 2.3 - Уровень добычи до и после ГРП. Скважина №303.

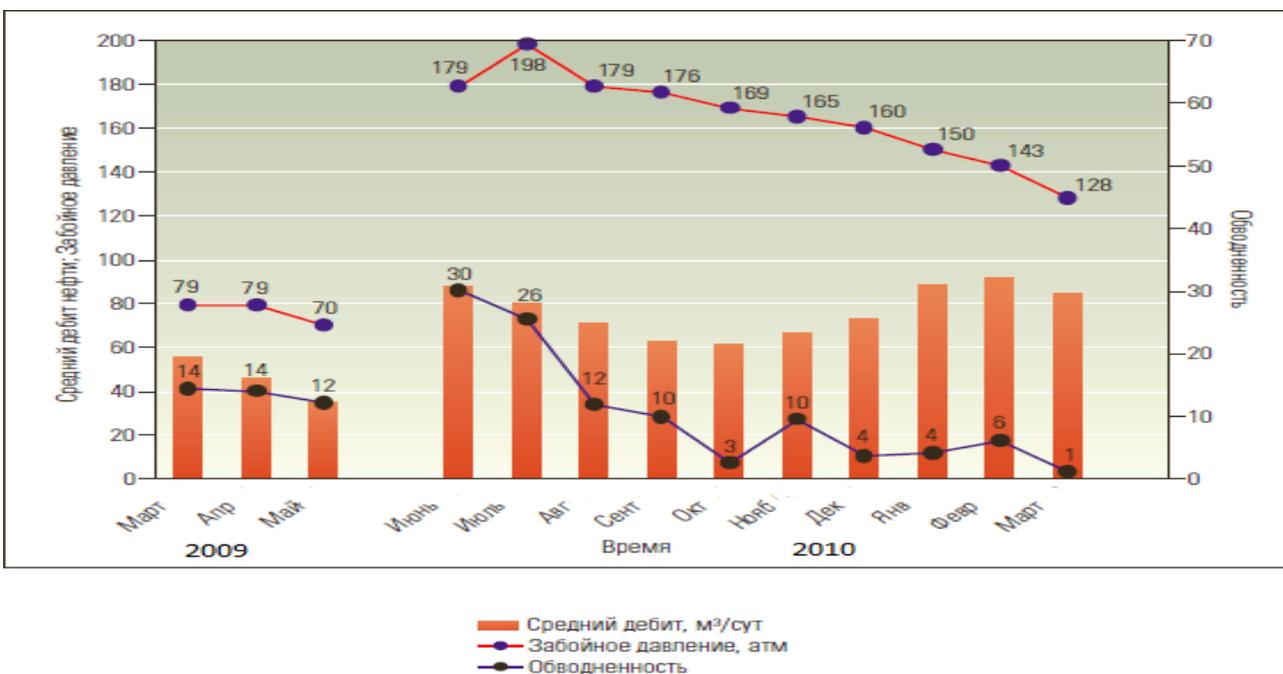


Рисунок 2.4 - Уровень добычи до и после ГРП. Скважина № 5230

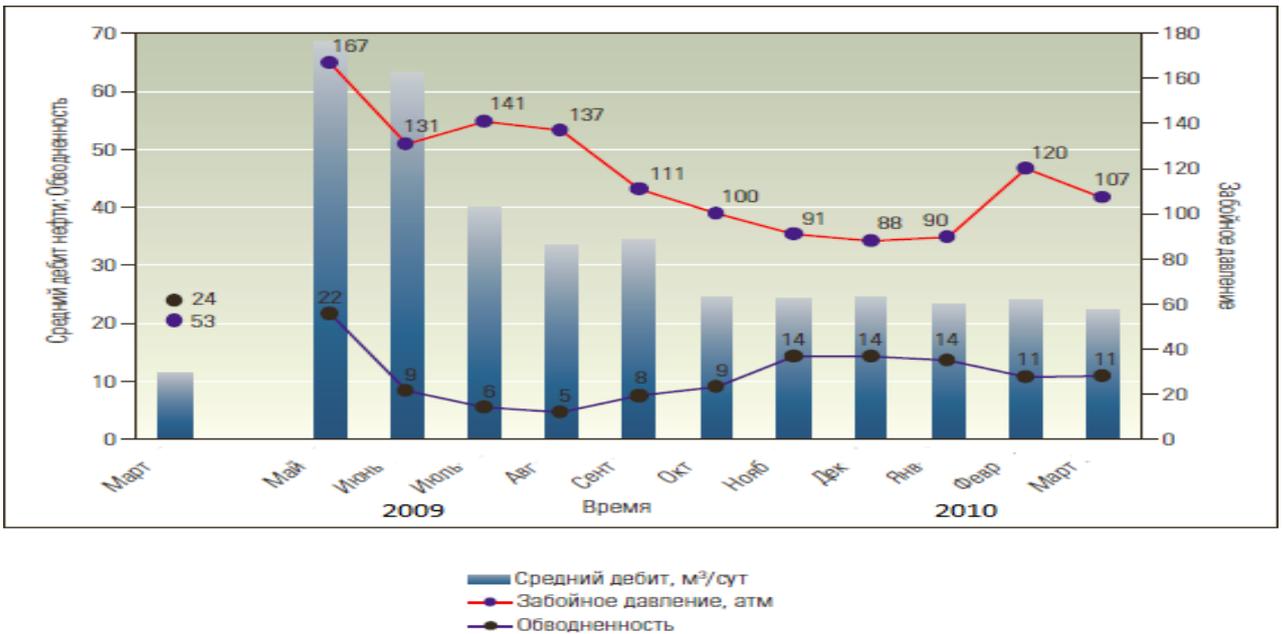


Рисунок 2.5 - Уровень добычи до и после ГРП. Скважина № 5228.

При проектировании ГРП на скважине № 5222 принимался во внимание тот факт, что подошвенная заглинизированная часть залежи является нефтеводонасыщенной, следовательно, обводненность скважинной продукции ожидалась в районе 40-50%. Фактическая эксплуатация в первые месяцы работы после ГРП подтвердила прогнозный процент воды в пределах 35-40%, при этом дебит по нефти колебался в районе 35-40 т/сут. На декабрь 2010г. процент обводненности вырос до 61% (рисунок 2.6). Тенденция роста доли воды в продукции скважины может быть объяснена подтягиванием водо-нефтяного контакта.

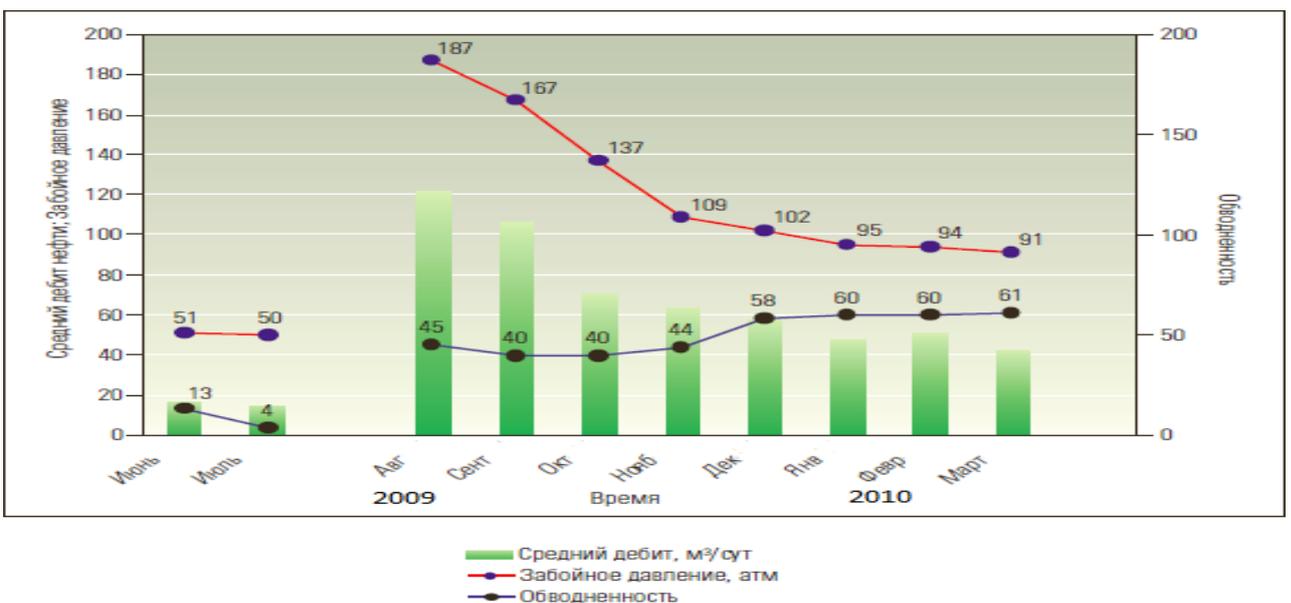


Рисунок 2.6 - Уровень добычи до и после ГРП. Скважина № 5222

Коэффициент продуктивности скважин после ГРП в среднем вырос в 10 раз с 0,1 м³/сут/атм до 1 м³/сут/атм. Существенный прирост продуктивности скважин после ГРП произошел за счет комплекса факторов, таких как увеличение эффективного радиуса скважины, вовлечение в разработку всей нефтенасыщенной мощности пласта, глубокое проникновение в пласт, что позволило приобщить к эксплуатации максимальное количество продуктивных пропластков и удаленных, гидродинамически изолированных объектов залежи, которые не вырабатываются без ГРП.

3. Экономический раздел.

3.1 Анализ основных технико-экономических показателей разработки.

Приобское месторождение разрабатывается с 1988 года. За 21 год разработки, добыча нефти постоянно растет.

Если в 1988 году она составляла 2300 тонн нефти, то к 2010 году достигла 1485000 т., добыча жидкости возросла от 2300 до 1608000 т.

Таким образом к 2010 году накопленная добыча нефти составила 8583,3 тыс. т.

С 1991 года для поддержания пластового давления в эксплуатацию вводятся нагнетательные скважины и начинается закачка воды. На конец 2010 года нагнетательный фонд составляет 132 скважины, а закачка воды росла с 100 до 2362 тыс. т. к 2010 году. С ростом закачки увеличивается средний дебит действующих скважин по нефти. К 2010 году дебит увеличивается, что объясняется правильным выбором количества закачиваемой воды.

Также с момента ввода в эксплуатацию нагнетательного фонда начинается рост обводнённой продукции и к 2010 году она достигает отметки - 9,8 %, первые 5 лет обводненность - 0 % .

Фонд добывающих скважин к 2010 году составил 414 скважины. К 2010 году накопленная добыча нефти составила 8583,3 тыс. т.

Приобское месторождение является одним из самых молодых и перспективных в Западной Сибири.

В таблице 3.1 приведены основные технико-экономические показатели ОАО «РН-Юганскнефтегаз» ЦДНГ-12.

Таблица 3.1 - Основные технико-экономические показатели ОАО «РН-Юганскнефтегаз» ЦДНГ-12

Показатели	2009 г.	2010 г.
Объем добычи, тыс.т.	4457,2	4524,1
Среднесуточный дебит скважин, т/сут	45,3	46,1
Эксплуатационный фонд скважин	1224	1350
Коэффициент эксплуатации	0,937	0,94
Численность ППП, чел	1145	1145
Производительность труда, т/чел	4245	4254
Полная себестоимость товарной нефти, тыс.руб.	4124558	4245679
Себестоимость 1т нефти, руб.	7630	6900

3.2 Экономическое обоснование проводимых мероприятий.

Гидравлический разрыв пласта используется для повышения нефтеотдачи пластов месторождений вступивших в третью и четвертую стадии разработки, а также для освоения новых месторождений, где коллекторские свойства пластов оставляют желать лучшего.

В предыдущих частях работы был рассмотрен гидравлический разрыв пласта как элемент разработки месторождения, техника и технология гидроразрыва. Произведена оценка технологического эффекта, получаемого от проведения гидроразрывов. В этой части проводится экономическое обоснование целесообразности проведения ГРП.

3.3 Расчёт дополнительной добычи нефти.

Прирост добычи нефти определяется по формуле:

$$\Delta A = (q_2 - q_1) \cdot 365 \cdot k_{\text{э}} - \Delta A_{\text{р}}, \quad (3.1)$$

где q_1, q_2 – среднесуточный дебит по скважине по нефти до и после обработки.

$k_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважины;

ΔA_p – расход нефти на проведение мероприятия и потери нефти в результате простоя скважины при проведении мероприятия.

$$\Delta A_p = t \cdot \frac{q_1}{24}, \quad (3.2)$$

где t – норма времени на проведение ГРП, $t = 260$ час;

24 – число часов в сутках.

$$\Delta A_p = 260 \cdot \frac{12}{24} = 130 \text{ м};$$

Определим суммарный прирост добычи нефти:

$$\Delta A = (45,3 - 12) \cdot 365 \cdot 0,937 - 130 = 11258,7 \text{ м/год};$$

Аналогично находим данные для остальных скважин и заносим их в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Показатели добычи нефти для первого года эксплуатации

Номер скважины	q_1 , т/сут	q_2 , т/сут	ΔA_p , т	ΔA , т
5230	12	45,3	130	11258,7
5228	11	30	119	6379,09
5222	13	45	140,8	10803,36
Общая добыча нефти				28441,15

Находим изменение дебита по годам на ближайший год при коэффициенте изменения $K_{ИЗМ} = 0,92$.

Изменение дебита для второго года по первой скважине находим по формуле:

$$q_{2,1} = K_{ИЗМ} \cdot q_2 = 0,92 \cdot 45,3 = 41,7 \text{ т/сут}; \quad (3.3)$$

Аналогично находим изменение дебита за год по остальным двум скважинам. Также находим дополнительную добычу нефти по формулам (3.1) и (3.2) и полученные результаты заносим в таблицу 3.3 для второго года.

Таблица 3.3 - Показатели добычи нефти для второго года эксплуатации

Номер скважины	q_1 , т/сут	$q_{2,1}$, т/сут	ΔA_p , т	ΔA , т
5230	12	41,7	130	10027,5
5228	11	27,6	119	5558,3
5222	13	41,4	140,8	9572,1
Общая добыча нефти				25157,9

3.4 Расчет себестоимости продукции

Себестоимость добычи нефти до проведения ГРП определяется на основе фактических данных ОАО «РН-Юганскнефтегаз» в базовом периоде. Изменение себестоимости после проведения ГРП определяется его влиянием на отдельные статьи калькуляции. Поэтому методику расчета изменения затрат рассмотрим по всем статьям калькуляции добычи нефти за первый год.

Расходы на энергию по извлечению нефти определяются по формуле 3.5.

$$\Delta Z_9 = \Delta A \cdot C_9 = 28,441 \cdot 95,59 = 2718,7 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.5)$$

Где ΔA – дополнительная добыча нефти, тыс.т.;

$C_{\text{Э}}$ – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Расходы на энергию по извлечению нефти».

Расходы по искусственному воздействию на пласт.

$$\Delta Z_B = \Delta A \cdot C_B = 28,441 \cdot 87,67 = 2493,4 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.6)$$

где C_B – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Расходы по искусственному воздействию на пласт»;

Расходы по сбору и транспортировке нефти.

$$\Delta Z_T = \Delta A \cdot C_T = 28,441 \cdot 116,89 = 3324,4 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.7)$$

где C_T – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Расходы по сбору и транспортировке нефти».

Расходы по технологической подготовке нефти.

$$\Delta Z_{\text{ТП}} = \Delta A \cdot C_{\text{ТП}} = 28,441 \cdot 33,68 = 957,8 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.8)$$

где $C_{\text{ТП}}$ – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Расходы по технологической подготовке нефти».

Для необходимых расчетов расходов на содержание и эксплуатацию оборудования при ГРП, составим наряд на производство работ и смету затрат ГРП в ОАО «РН-Юганскнефтегаз» на Приобском месторождении.

Наряд на производство данных работ (по ГРП) представлен в таблице 3.5.

Рассчитаем смету затрат на проведения ГРП.

Оплата труда.

Состав звена: Инженер – 1 человек (91 руб/час); оператор четвертого разряда – 4 человека (75 руб/час); оператор пятого разряда – 2 человек (81 руб/час).

Находим расходы на заработную плату рабочим Z_T , руб:

$$Z_T = a_i \cdot T_{\text{Э}} \cdot Ч_p, \quad (3.9)$$

где a_i – часовая тарифная ставка, руб;

$T_{\text{Э}}$ – время, затраченное на проведение мероприятия, час;

$Ч_p$ – численность рабочих соответствующего разряда.

$$Z_T = 75 \cdot 250,5 \cdot 4 + 81 \cdot 250,5 \cdot 2 + 91 \cdot 250,5 \cdot 1 = 138445,5 \text{ руб/час};$$

Доплата за работу во вредных условиях:

$$138445,5 \cdot 2 \cdot 0,3 = 83067,3 \text{ руб/час};$$

Премияльная доплата $D_{\text{ПР}}$, руб:

$$D_{\text{ПР}} = Z_T \cdot 0,75 = 138445,5 \cdot 0,75 = 103834,12 \text{ руб}; \quad (3.10)$$

Доплата по северному и районному коэффициенту D_p и D_c , руб:

$$D_{p,c} = (Z_T \cdot D_{\text{ПР}}) \cdot K_{p,c}, \quad (3.11)$$

где $K_{p,c}$ – коэффициент районный и северный;

$$D_p = (138445,5 + 103834,12) \cdot 0,5 = 121139 \text{ руб};$$

$$D_c = (138445,5 + 103834,12) \cdot 0,7 = 169595,7 \text{ руб};$$

Затраты на оплату труда найдем по формуле;

$$D = \Sigma D = 138445,5 + 83067,3 + 103834,12 + 121139 + 169595,7 = 616081,6 \quad (3.12)$$

Найдем отчисления на социальные нужды:

$$616081,6 \cdot 0,39 = 240271,8 \text{ руб.};$$

В таблице 3.6 представлены расходы на материалы и по формуле 3.13 находим общие затраты.

$$Z_{MAT} = \Sigma Z_{MAT i}, \quad (3.13)$$

где $Z_{MAT i}$ – затраты на материалы, используемые при проведении мероприятия, руб.

$$Z_{MAT} = 15001 + 103677 + 16,740 + 29890 + 34 = 148618,7 .$$

Таблица 3.5 - Материалы, применяемые при ГРП

Материал	Количество материала, n	Затраты $Z_{MAT i}$, руб.
Сырая нефть, т	30	15001
Проппант, т	8	103677
САТ НС - 2, л	175	16,740
САТ НС - Аст, л	150	29890
НГА - В, кг	34,8	34

Расходы на прокат специальной техники определяем по формуле 3.14.

$$Z_{ТЕХ} = \Sigma Ч_{ТЕХ} \cdot К_{ТЕХ} \quad (3.14)$$

где $Ч_{ТЕХ}$ – норма времени для машины, руб./час;

$К_{ТЕХ}$ – стоимость одного часа проката машины, руб./чел:

$$C_{\text{ТЕХ}} = 4 \cdot 6,3 \cdot 3585 + 1 \cdot 5,2 \cdot 2082 + 1 \cdot 8,1 \cdot 2096 + 1 \cdot 4,9 \cdot 801 = 122098 \text{ руб.};$$

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_a = Z_1 + Z_2, \quad (3.15)$$

где Z_1 – затраты на амортизацию емкостей, руб.;

Z_2 – затраты на амортизацию устьевой арматуры, руб.

Затраты на амортизацию оборудования определяем по формуле 3.16.

$$Z_i = C \cdot N_a \cdot T, \quad (3.16)$$

где C – балансовая стоимость оборудования, руб.;

N_a – годовая норма амортизации, %;

T – время проведения мероприятия.

$$Z_i = 30999 \text{ руб.}$$

Цеховые расходы 160,6% к зарплате:

$$616081,6 \cdot 1,606 = 989427,05 \text{ руб.}$$

Общепроизводственные расходы:

$$616081,6 \cdot 1,87 = 1152072,6 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 - Смета затрат на проведение ГРП

Наименование статей	На одну обработку, руб.
Затраты на оплату труда	616081,6
Отчисления на социальное страхование	240271,8
Материалы	148618,7
Амортизация	30999
Электроэнергия	978
Транспортные услуги	122098

Окончание таблицы 3.6

Цеховые расходы	989427,05
Общепроизводственные расходы	1152072,6
Итого	3300546,7
Нормативное время на одну обработку, час	250,5

Расходы по эксплуатации оборудования.

$$\Delta Z_{\text{ЭКС}} = N \cdot C_{\text{ЭКС}} = 3 \cdot 1510,8 = 4532,4 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.17)$$

где $C_{\text{ЭКС}}$ – цена проведения одного ГРП;

N - количество скважин.

Расходы на воспроизводство МСБ.

$$\Delta Z_{\text{М}} = \Delta A \cdot C_{\text{М}} = 15,537 \cdot 91,13 = 1415,9 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.18)$$

где $C_{\text{М}}$ – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Прочие расходы».

Плата за недра.

$$\Delta Z_{\text{Н}} = \Delta A \cdot C_{\text{Н}} = 15,537 \cdot 67,06 = 1041,9 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.19)$$

где $C_{\text{Н}}$ – удельные затраты на одну тонну нефти по статье «Прочие расходы».

3.5 Расчёт годового экономического эффекта.

Экономический эффект мероприятия за расчётный период рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{T}} = P_{\text{t}} - Z_{\text{t}}, \quad (3.20)$$

где \mathcal{E}_{T} – экономический эффект мероприятия НТП за расчетный период, руб.;

P_t – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия НТП за расчетный период, руб.;

Z_t – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия НТП за расчетный период, руб.

Стоимостная оценка результатов осуществления ГРП за расчетный период, определяется по формуле 3.21.

$$P_t = P_{t1} \cdot \alpha_{t1} + P_{t2} \cdot \alpha_{t2}, \quad (3.21)$$

где α_{t1}, α_{t2} – коэффициенты изменения по годам;

P_{t1}, P_{t2} – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия НТП за первый, второй года и определяются по формуле:

$$P_{t1} = C \cdot \Delta A = 7630 \cdot 28,441 = 217004,83 \text{ тыс.руб.}, \quad (3.22)$$

где C – цена одной тонны товарной нефти, руб.

Аналогично находим P_{t2} :

$$P_{t2} = 6900 \cdot 25,157 = 173583,3 \text{ тыс.руб.};$$

$$P_t = 217004,83 \cdot 1 + 173583,3 \cdot 0,8264 = 360454 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на осуществление ГРП за расчетный период определяется по формуле 3.23.

$$Z_t = Z_{t1} \cdot \alpha_{t1} + Z_{t2} \cdot \alpha_{t2}, \quad (3.23)$$

где Z_{t1}, Z_{t2} – изменение затрат на проведение мероприятия, тыс.руб.

$$Z_t = 12176,9 \cdot 1 + 6841,0 \cdot 0,9091 + 6102,0 \cdot 0,8264 = 23438,746 \text{ тыс.руб.}$$

Экономический эффект за два года находим по формуле (3.21).

$$\mathcal{E}_T = 49339,163 - 23438,746 = 25900,417 \text{ тыс.руб.}$$

В результате ГРП на трех скважинах за два года добыто дополнительно 41,843 тыс.т. нефти. Экономический эффект за три года составил 25900,417 тыс.руб.

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия определяется по формуле:

$$\Pi_t = P_t - C_t - H_t, \quad (3.24)$$

где P_t – выручка от реализации продукции, тыс.руб.;

C_t – себестоимость продукции с амортизационными отчислениями, тыс.руб.;

H_t – общая сумма налогов и выплат с балансовой прибыли в размере 24%.

- на первый год:

$$H_t = 7772,608 \cdot 0,24 = 1865,426 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Pi_t = 19949,508 - 12176,9 - 1865,426 = 5907,182 \text{ тыс.руб.}$$

Прирост прибыли составил 5907,182 тыс.руб.

- на второй год:

$$H_t = 10010,769 \cdot 0,24 = 2402,585 \text{ тыс.руб.};$$

$$\Pi_t = 16229,922 - 6219,153 - 2402,585 = 7608,185 \text{ тыс.руб. т.р.}$$

Прирост прибыли составил 7608,185 тыс.руб.

Производительность труда в результате проведения мероприятия находится по формуле:

$$\Pi_y = \frac{A_2}{P_2}, \quad (3.25)$$

где A_2 – добыча нефти после мероприятия, тыс.т.;

P_2 – среднесписочная численность после мероприятия, чел.

- на первый год:

$$\Pi_y = \frac{4365837}{1020} = 4280,2 \text{ т/чел};$$

- на второй год:

$$\Pi_y = \frac{4364204}{1020} = 4278,6 \text{ т/чел};$$

3.6 Прибыль от реализации.

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

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{Bt - \mathcal{E}t - Ht}{(1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (3.27)$$

где, Π_t - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия;

B_t – выручка от реализации продукции;

\mathcal{E}_t - эксплуатационные затраты с амортизацией;

H_t - сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчётный год.

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

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

$$Z_{\text{эсп}} = 80\,152\,997,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.};$$

$$Z_{\text{эсп}} = 71\,470\,646,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2010\text{г.};$$

Итого за 2 года расчётного периода – 151623644,7 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$Пт = Vt - (Зэксп + Нндс + Накц + Ним)$$

$$П1 = 98\,177\,146,8 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}; \text{ П2} = 86\,749\,683,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2010\text{г.};$$

Итого за 2 года расчётного периода – 184926830,1 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$$\text{Нпр.} = 98\,177\,146,8 \cdot 24/100 = 23\,562\,515,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

$$\text{Нпр.} = 86\,749\,683,3 \cdot 24/100 = 20\,819\,923,9 \text{ руб.}, \text{ за } 2010\text{г.}$$

Итого за 2 года расчётного периода – 44382439,1 руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$\text{Ппр.} = Пт - \text{Нпр}$$

$$\text{Ппр.} = 74\,614\,631,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}; \text{ Ппр} = 65\,929\,759,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2010\text{г.};$$

Итого за 2 года расчётного периода – 140544391 руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

$$\text{Ппр.диск.} = 64\,882\,288,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.};$$

$$\text{Ппр.диск.} = 57\,330\,225,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2010\text{г.};$$

Итого за 2 года расчётного периода – 122212514,8 руб.

3.7 Индекс доходности.

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведённых чистых поступлений к суммарному объёму капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (П_t + A_t) / (1 + E_n)^{t-p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_n)^{t-p}}. \quad (3.28)$$

Определим индекс доходности (PI) :

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

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта.

3.8 Экономическая эффективность проведения ГРП.

Анализируя стоимости проведения ГРП можно сделать вывод, что на повышение стоимости в основном влияет статья «Вспомогательные материалы».

Для снижения стоимости необходимо:

- Разработка и внедрение новых, российских химических реагентов;
- Усовершенствование технологии проведения ГРП и сокращение времени его проведения;
- Применение российского оборудования, не уступающего по качеству и характеристикам импортному;
- Заключение взаимовыгодных договоров со смежными компаниями;
- Проводить ГРП объёмом 150 и более тонн, т.к. они в несколько раз увеличивают производительность скважин, а следовательно за более короткие сроки самоокупаются.

Срок окупаемости также является частью расчета экономической эффективности.

Вывод по экономическому разделу.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение гидравлического разрыва пласта на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудно извлекаемых запасов нефти и газа пласта АС-12 Приобского месторождения, но и принести немалый дополнительный доход предприятию. Также умелое применение новых тех-

нологий позволит не только извлекать остаточные нефти, но и получать при этом немалые доходы.

4. Безопасность и экологичность проекта.

Приобское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Район работ удалён на 65 км к востоку от города Ханты-Мансийска, на 100 км к западу от города Нефтеюганска.

Бурение эксплуатационных скважин на месторождении было начато в 1988 году на Левобережной его части, ввод в разработку Правобережного участка осуществлен позднее – в 1999 году. Добыча нефти на Островном участке началась во второй половине 2003 г.

Критерии выбора скважин были определены исходя из особенностей строения Приобского месторождения и схемы его разработки. Специальные агрегаты и технические средства, применяются для гидроразрыва пласта (ГРП).

Процесс ГРП осуществляется при использовании целого комплекса наземного и подземного оборудования. Наземное оборудование целевого значения включает в себя насосные и пескосмесительные агрегаты для подготовки и закачки рабочих жидкостей разрыва, автоцистерны для их перевозки, специальную арматуру для обвязки устья скважины. Кроме того, при ГРП используется и другое специальное оборудование: подъемные агрегаты, емкости и т.д.

Основными в комплексе технологического оборудования для проведения ГРП являются насосные пескосмесительные установки, с помощью которых производят подготовку рабочих агентов и закачку их в пласт.

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).

Согласно требованиям трудового законодательства, каждый гражданин имеет право на охрану здоровья от неблагоприятного воздействия, возни-

кающего в процессе ведения производственных работ (в том числе в результате аварий, катастроф и стихийных бедствий).

При обустройстве и эксплуатации месторождения особое внимание планируется уделять сохранению здоровья человека. Учитывая особенности сложившихся биолого-генетических, биоритмических, социально-психологических и природных стереотипов, предлагается разработка соответствующей системы для трех групп людей:

1) здоровье местного населения, проживающего в районе рассматриваемого месторождения (в данном случае под районом понимается территория месторождения и прилегающая к ней зона, на которую будет оказываться прямое или косвенное влияние при обустройстве и эксплуатации этого месторождения);

2) здоровье персонала, работающего на месторождении вахтовым методом;

3) здоровье работающего на месторождении персонала, постоянно проживающего в районе нефтедобычи.

Решение поставленной задачи предлагается за счет создания служб адаптации, разработки и внедрения комплекса адаптогенных воздействий, разработки рекомендаций по организации труда и отдыха работающих, а так же путем подготовки соответствующих специалистов и пропаганды здорового образа жизни.

При работе на открытом воздухе предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих и т. д.

Во время сильных морозов, ветров, ливней всякие работы запрещаются. К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится также создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств.

Освещение производственных помещений, площадок и кустов нефтегазодобывающих предприятий считается рациональным при соблюдении следующих требований:

1) световой поток должен ярко и равномерно освещать рабочее место, чтобы глаз без напряжения различал нужные ему предметы и не испытывал слепящего действия от чрезмерной яркости как источника света, так и отражающих поверхностей.

2) на полу в проходах не должно быть резких и глубоких теней. Освещение должно быть взрывобезопасным и как в помещениях, так и наружных установок, где возможно образование опасных по взрыву и пожару смесей.

При работе со скважиной, кроме химических веществ вредное влияние также оказывает производственный шум. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники. Уровень шума представлен в таблице 4.1.1

Таблица 4.1.1 – Измерение уровней шума (прибор-ВШВ-003)

Участок рабочей зоны	Общий уровень звука, дБА	Уровень звукового давления, дБ в средне геометрических частотах октавных полос, Гц								
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочая площадка	95	84	84	87	89	93	91	94	78	75
Постоянное рабочее место по ГОСТ 12.1.003-83	85	-	99	92	86	83	80	78	76	74

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).

Работы, выполняемые при ремонте и освоении нефтяных скважин, относятся к категории работ повышенной опасности.

Процесс ГРП основан на создании или расширении уже имеющихся трещин в породах при скважинной части пласта. Достигается это путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой значительных объемов жидкостей, что опасно для окружающих. Химреагенты вследствие высоких давлений представляют опасность для персонала, осуществляющего технологический процесс. В таблице 4.1.2 представлены предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Таблица 4.1.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Значение ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота окислы (азота оксиды) (в пересчете на NO ₂)	5	3
Бутан	300	4
Лигроин (в пересчете на углерод С)	300	4
Масла минеральные нефтяные*	5	3
Метан	7000	4
Метанол*	5	3
Метилбензол (толуол)	50	3
Ацетон	200	4
Уайт-спирит	300	4
Углерода окись	20	4
* Вещества, при работе с которыми требуется специальная защита кожи и глаз. Для защиты необходимы очки и резиновые перчатки.		

В цехе для подготовки кислотного раствора установлена местная вытяжная вентиляция для обеспечения нормальных параметров воздушной среды.

При транспортировке кислот, приготовлении кислотных растворов, а также в процессе закачки раствора в скважину возникает опасность ожога работающей кислотой, поэтому должны соблюдаться следующие требования:

1) Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

2) На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислоты и т.д.) должен быть: аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты; запас чистой пресной воды; нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

3) Остатки химреагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

4) После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

5) Для определения концентрации паров серной кислоты и серного ангидрида, бригада должна быть обеспечена газоанализаторами.

6) Загрузка терморектора магнием должна проводиться непосредственно перед спуском его в скважину.

7) Загруженный магнием терморектор, емкости и места работы с магнием необходимо располагать на расстоянии не менее 10м от нагнетательных трубопроводов и емкостей с кислотами.

4.2 Экологическая безопасность

Окружающая среда при ГРП может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса или же разлиты из-за небрежного обращения. Подготовительно-заключительный период из-за наруше-

ния режимов глушения скважины или процесса освоения ее возможны выбросы скважинной жидкости вплоть до неуправляемого фонтанирования.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами – агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спец. техникой применяемой при ГРП, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутовследования.

Используемые для контроля ГРП радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами.

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

Остатки жидкостей ГРП из емкостей агрегатов и автоцистерн должны сливаться в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается.

Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация не возможна.

В случае, если возникло неуправляемое фонтанирование, необходимо срочно соорудить земляной вал для ограничения возможности растекания пластового флюида по большой территории.

Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами должна быть ограждена земляным валом и благоустроена.

Примыкающая к скважине территория в случае причинения ущерба при подъездах и т.д. должна быть рекультивирована для сельскохозяйственного или иного пользования.

Активированные изотопные материалы нельзя использовать в скважинах, если нет уверенности в надежном разобщении интервала ГРП от горизонтов артезианских или целебных вод, а также от пластов, имеющих сообщение с дневной поверхностью по близости от скважины.

Зернистые материалы и активированные жидкости не должны попадать на дневную поверхность.

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

- Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов подвергавшихся воздействию изотопов, следует разбавить водой до безопасной концентрации и захоронить в специально отведенном месте.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях (техногенного, природного, социального характера)

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спуско-подъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газозвдушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствия смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте;
- 2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

8) акты испытания средств индивидуальной защиты (СИЗ), связи, заземления

9) график и схему по отбору проб газовой среды;

10) технологическая схема объекта;

11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графика с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников. Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения, создания условий, повышающих устойчивую работу предприятий в военное время.

Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются:

1) Осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения от ядерного, химического и биологического оружия.

2) Проведение мероприятий, повышающих устойчивость работы предприятий энергетики, транспорта и связи в военное время.

3) Обеспечение надежной действующей системы оповещения и связи.

4) Общее обучение рабочих, служащих, населения мерам защиты от оружия массового поражения.

Особенностью организации гражданской обороны в НГДУ является специфика производства, связанная с добычей нефтяного стратегического сырья.

Спецификой производства являются:

1) непрерывный цикл производства;

2) повышенная газозрываемость объектов нефтегазодобывающих управлений (НГДУ);

3) необходимость поддержания пластового давления.

В основу боевой подготовки формирований гражданской обороны положены практические и тактико-специальные занятия. Проводятся двадцатичасовые занятия по программе обязательного обучения и по специальной подготовке в каждой службе гражданской обороны. В настоящее время в НГДУ укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, группы связи, отряды сандружины, аварийно-технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями.

Выводы по разделу безопасность и экологичность проекта.

Рассмотренные в данной работе геолого-технические мероприятия по интенсификации добычи нефти, уменьшению доли воды в добываемой продукции влекут за собой увеличение объемов перекачиваемой нефти и воды, что скажется в свою очередь на увеличении объемов выбросов вредных веществ в атмосферу. Также большое внимание следует уделять непосредственно технологическим процессам, так как несоблюдение технологии геолого-технического мероприятия может привести к авариям и нанести большой урон окружающей

среде. В частности, необходимо следить за герметичностью оборудования и манифольдных линий, которые соединяют между собой устье скважины и технологические емкости и агрегаты, во избежание разливов нефти, нефтепродуктов и химических реагентов, применяемых при проведении операций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе мной был рассмотрен гидравлический разрыв пласта на Приобском месторождении ЦДНГ-19.

В условиях разработки месторождения на поздней стадии данный метод показывает как экономическую, так и технологическую эффективность, что позволило в 2009 году остановить падение добычи нефти и добиться положительного экономического результата.

Работы по проведению гидравлического разрыва пласта проводятся с помощью «Shlumberge». До внедрения данного метода интенсификации добычи нефти на Приобском месторождении пласт АС-12 уровень добычи нефти неуклонно снижался. С 2009 года после проведения первых гидравлических разрывов пласта уровень добычи нефти не только стабилизировался, но и начался рост добычи нефти.

Возможные факторы риска проведения гидравлического разрыва пласта:

- снижение технологического эффекта от планируемых операций в связи с тем, что наиболее перспективные для гидроразрыва скважины уже обработаны;

- опасность возникновения трещин в водоносных зонах залежи, что ведёт к быстрой обводнённости продукции;

- сложное геологическое строение объектов разработки;

Произведенное экономическое обоснование доказывает экономическую эффективность данного метода интенсификации добычи нефти. Оценка технологической эффективности видна в росте добычи нефти в целом по месторождению, без дополнительного ввода новых скважин. Срок окупаемости вложенных средств составил 6 месяцев после ГРП.

В дальнейшем на Приобском месторождении планируется продолжать работы по гидравлическому разрыву пласта АС-12, на участках с низкой проницаемостью и повышенным скин-эффектом. Данные работы позволят вовлечь в эксплуатацию остаточные запасы нефти, которые без ГРП остались

бы не извлеченными. Это позволит не только добиться добычи нефти, но и существенно увеличить её. Как следствие получить дополнительную прибыль.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гиматудинов Ш. К. Справочная книга по добыче нефти под редакцией доктора наук Ш.К. М: «Недра» 1974.
2. Габриэляц Г.А «Геология нефтяных и газовых месторождений». Москва, «Недра», 1984 г.
3. Геологический отчёт по Приобскому месторождению за 2009 г.
4. Данные из проектных документаций: “Анализ разработки Приобского месторождения”, утверждённый в ЦКР Минэнерго РФ (протокол от 12.02.2004 N41).
5. Желтов Ю.П.. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986.
6. Ибрагимов Г.У., Сорокин В.А, Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти. – М.: Недра, 1986 г.
7. Инструкция по технике безопасности и охране труда для работающих в нефтедобывающих предприятиях АО “Юганскнефтегаз” Нефтеюганск 1996 г.
8. Коммисаров А.И., Хачатуров Р.М. “Повышение эффективности ГРП” Нефтепромысловое дело №9 1985г.
9. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности» М: «Недра» 1987 г.
10. Каплан Л.С., Ражетдинов У.З. Введение в технологию и технику нефтедобычи – Уфа: ПКФ «Конкорд - Инвест», 1995 г.
11. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра 1999.
12. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин М: «Недра» 1987.
13. Мищенко И.Т. «Расчеты в добыче нефти». Москва, Недра, 1989 г.
14. Отчеты по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». Нефтеюганск, 2003 г.
15. Отчеты и пояснительные записки отделов НГДУ «ЮН» за 2010-2014 г. Нефтеюганск.

16. «Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности». Москва, «Недра», 1974 г.
17. Панов Г.Е. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений – М.: Недра, 1982 г.
18. Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности М: «Недра» 1986.
19. Рочев А.Н. О применении механических и электронных манометров при исследовании скважин / А.Н. Рочев, А.Н. Ирбахтин // Тезисы докладов Межрегиональной молодежной научной конференции «Севергеозкотех – 2002» (Ухта, 19-21 марта, 2002 г). – Ухта, 2002.
20. Сборник задач по технологии и техники нефтедобычи. Мищенко И.Т., Сахаров В.А. и другие. – М.: Недра, 1984 г.
21. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). ГОСТ.
22. Сулейманов М.М. и др. «Охрана труда в нефтяной промышленности». Москва, Недра, 1996 г.
23. Техничко-экономические показатели НГДУ”ЮН” за 1991, 1993, 1995г.г.
24. Техничко-экономическое обоснование освоения Приобского месторождения, СибНИИНП 1999 г.
25. Технологическая схема разработки Приобского месторождения Москва 2000 г.
26. Усачев П.М. «Гидравлический разрыв пласта». Москва, «Недра», 1986 г.
27. Юрчук А.М, Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти М: «Недра» 1974.