

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

Институт Природных Ресурсов

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

Специальность 21.03.01. Нефтегазовое дело

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Определение геологических и технологических рисков при проведении операции гидравлического разрыва пласта АВ1 Советского нефтяного месторождения (Томской области)

УДК 622.276.66 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Вяткин Иван Федорович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф.ГРНМ	Пугачев Евгений Вячеславович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Канд.экон.наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав.Кафедрой	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г-М.Н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт Природных ресурсов
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Специальность 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б33Т	Вяткину Ивану Федоровичу

Тема работы:

Определение геологических и технологических рисков при проведении операции гидравлического разрыва пласта АВ1 Советского нефтяного месторождения (Томской области)	
Утверждена приказом директора (дата,номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу.</i>	Пакет геологической информации и информации по разработке Совесткого месторождения, тексты и графические материалы отчетов, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения</i>	1. Общие сведения о месторождении. 2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов. 3. Состояние разработки Советского

достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	месторождения. 4.Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. 5.Анализ рисков при ГРП. 6.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8.Социальная ответственность. 9. Заключение.
Перечень графического материала	Презентация в Microsoft Office PowerPoint 2007

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим Андрей Александрович.
Социальная ответственность.	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф.ГРМ	Пугачев Евгений Вячеславович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б33Т	Вяткин Иван Федорович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Т	Вяткин Иван Федорович

Институт	ИПР	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» / «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчета экономической эффективности гидравлического разрыва пласта. Расшифровка затрат по калькуляции на одно ГРП. Расчет показателей ПДН и ЧТС.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Технико-экономические показатели. Расчет материальных затрат
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Расчет амортизационных отчислений
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Гидравлический разрыв пласта АВ1 Советского нефтяного месторождения является экономически-выгодным процессом.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. <i>Диаграмма чувствительности проекта к риску</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Вяткин Иван Федорович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Вяткин Иван Федорович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования являются геологические и технологические риски при проведении операции гидравлического разрыва пласта АВ1 Советского нефтяного месторождения, которое располагается в северо-западной части Александровского района Томской области
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при проведении гидравлического разрыва пласта.	Вредные факторы: неудовлетворительные метеоусловия района при проведении работ на открытом воздухе, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышение уровней шума, повышение уровня вибрации, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы: электрический ток, пожаровзрывоопасность, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, сосуды и аппараты работающие под давлением.
2. Экологическая безопасность:	Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха при сгорании газа в факелах. Воздействие на литосферу: загрязнение промышленными и бытовыми отходами.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее возможные ЧС на объекте: пожар.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рабочее место при проведении гидравлического разрыва пласта должно соответствовать нормам и правилам в области промышленной безопасности («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Аннотация

Выпускная квалификационная работа состоит из пяти глав, 80 страниц, 12 рисунков. Работа посвящена определению геологических и технологических рисков при проведении операции гидроразрыва пласта на «В» нефтяном месторождении.

Данная работа включает в себя следующие разделы:

1. Общие сведения о месторождении.
2. Технологическая часть.
3. Анализ рисков при проведении операции гидроразрыва пласта АВ1.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения.
5. Социальная ответственность.

Первый раздел выпускной работы включает в себя общие сведения о месторождении, а именно геолого-физическую характеристику.

Второй раздел посвящен сведениям о применяемых геологотехнических мероприятиях на месторождении «В», анализу эффективности гидроразрыва пласта АВ1.

В третьем разделе описаны возможные геологические и технологические риски при проведении гидроразрыва пласта АВ1, проанализированы возможные причины данных рисков. Рассмотрена технология, способствующая предотвращению описанных рисков.

В четвертом разделе произведен расчёт показателей экономической эффективности при проведении операции гидроразрыва пласта АВ1.

В последнем разделе проанализированы возможные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в ходе выполнения ГРП. Также рассмотрено влияние данной операции на окружающую среду (атмосферу, литосферу).

Оглавление

Введение	9
1 Геолого-физическая характеристика Советского месторождения	10
1.1 Общие сведения о месторождении	10
1.2 Стратиграфия	11
1.3 Тектоника	12
1.4 Нефтегазоносность	14
1.5 Гидрогеологическая характеристика	15
1.6 Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1	17
1.7 Литологическая характеристика коллекторов продуктивного горизонта АВ1	17
1.8 Особенности нефтенасыщенности залежи горизонта АВ1	19
1.9 Физико - химическая характеристика нефти горизонта АВ1	20
2 Технологическая часть	23
2.1 Общие сведения о применяемых ГТМ на месторождении	23
2.2 Анализ эффективности гидроразрыва пласта АВ1	23
2.3 Анализ результатов применения глубокопроникающей перфорации пласта АВ1	28
3 Анализ рисков при проведении операции гидравлического разрыва пласта АВ	30
3.1 Анализ причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов	30
3.2 Технические и технологические «СТОПы»	33
3.3 «СТОПы» на продавке	35
3.4 Сложнообъяснимые «СТОПы»	36
3.5 Меры предотвращения	37
3.6 Риск прорыва трещины при ГРП	38
3.7 Технология J-FRAC	40
3.7.1 Применения технологии на Советском месторождении	41
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	45

4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК	45
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятий по уменьшению геологических и технологических рисков при проведении операции ГРП пласта АВ1 на Советском нефтяном месторождении	46
4.3 Анализ эффективности ГТМ при определённой степени риска и при благоприятных факторах	51
5 Социальная ответственность в организации при проведении ГРП	59
5.1 Производственная безопасность	59
5.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	60
5.1.2 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	62
5.1.3 Вредные вещества, присутствующие при эксплуатации и ремонте скважин	62
5.1.4 Превышение уровней шума	63
5.1.5 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)	64
5.2 Экологическая безопасность	66
5.2.1 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	68
5.2.3 Источники загрязнения водных объектов	70
5.2.4 Охрана и рациональное использование земель	71
5.3 Чрезвычайные ситуации	74
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
Заключение	77
Список использованных источников	78

Введение

На территории деятельности Советского месторождения гидроразрыв пласта (ГРП) на нефтяных объектах является одним из основных методов интенсификации добычи нефти и повышения ее извлечения из пласта.

Проведение ГРП позволяет повысить дебиты нефти в скважинах в несколько раз. В последнее десятилетие идет интенсивное развитие технологий проведения гидроразрыва пласта, что существенно увеличивает его использование.

Однако, метод ГРП, как и любая другая технология, применяемая в добывающей отрасли, не лишен определенных недостатков. Один из минусов заключается в том, что положительный эффект операции может быть сведён на нет непредвиденными ситуациями, риск возникновения которых при столь обширном вмешательстве довольно велик. Вместе с тем, гидравлический разрыв пласта является сегодня одним из наиболее эффективных методов интенсификации скважин, вскрывающих не только низкопроницаемые пласты, но и коллекторы средней и высокой проницаемости. Наибольший эффект от проведения ГРП может быть достигнут при внедрении комплексного подхода к проектированию гидроразрыва как элемента системы разработки с учетом разнообразных факторов, таких как проводимость пласта, система расстановки скважин, энергетический потенциал пласта, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и проппанта, технологические и экономические ограничения.

1 Геолого-физическая характеристика Советского месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Советское нефтяное месторождение открыто в августе 1962 года. Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (рисунок 1) [1].

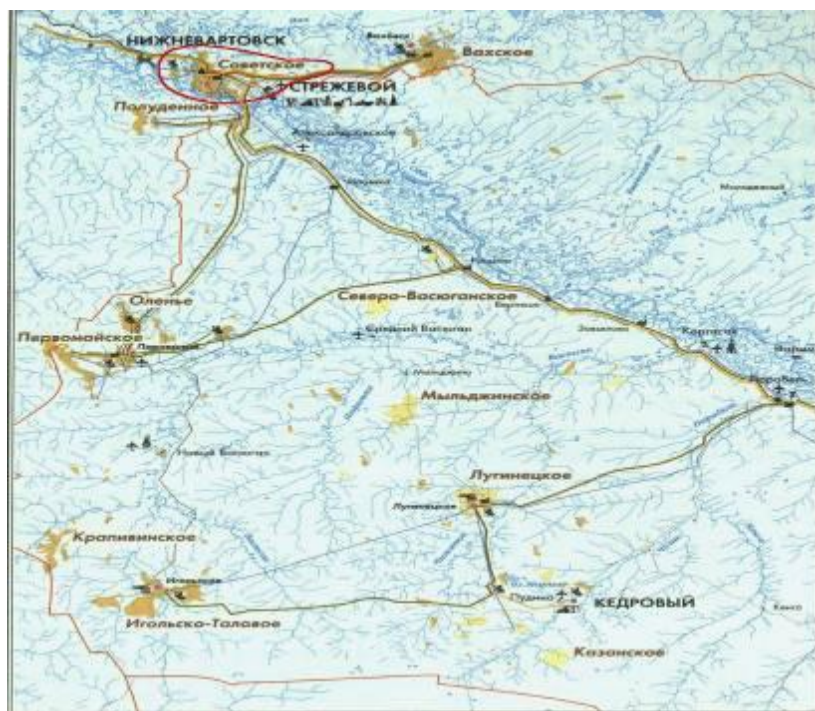


Рисунок 1 – Обзорная карта нефтедобывающего района

Месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было введено в разработку в 1966 году. В первые два года осуществлялась пробная, а с 1968 года начата его промышленная эксплуатация. Начальные извлекаемые запасы нефти 232847 тыс. тонн по категориям А+В+С1 и 9625 тыс. тонн по категории С2. Остаточные запасы нефти на 01.01.2003 г составили 78342,1 тыс. тонн по категориям А+В+С1. Накопленная добыча нефти с начала разработки составила 154504,9 тыс. тонн степень выработки – 66,4%. В 25 километрах от

месторождения расположен город Стрежевой, где расположено НГДУ Стрежевойнефть ОАО Томскнефть, осуществляющее его разработку.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,282, обводненность продукции составила 87,8%, эксплуатационный фонд составляет 972 скважины, из них добывающий фонд-714 скважин и неработающий фонд 258 скважин.

Максимальный уровень добычи нефти (6,9 млн. тонн, темп отбора 3,1%) по месторождению был достигнут в 1977-78 годах, после этого месторождение вступило в третью стадию разработки. В данный момент месторождение находится в четвертой стадии разработки.

На Советском месторождении широко использовалось кустовое наклонно - направленное бурение. В кусте, состоящем из 3 - 10 скважин, как правило, бурилась одна вертикальная или почти вертикальная скважина, в которой выполняется более обширный комплекс промыслово - геофизических исследований, чем по наклонно - направленным, где отклонения от забоя иногда достигает 1 километр и некоторые геофизические приборы не проходят в скважину.

1.2 Стратиграфия

В геологическом строении месторождения принимают участие доюрские образования складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойские отложения платформенного чехла. Советское месторождение относится к многопластовым. Диапазон нефтеносности составляет около 1100м и охватывает толщу пород от аптского яруса нижнего мела до коры выветривания палеозойских отложений. В разрезе палеозойских пород трещиноватые известняки, черные сланцы и плотные аргиллиты, эффузивные породы, а так же плотные песчаники. Возраст отложений определяется неоднозначно от силура до турнейского яруса каменноугольного периода, максимальная вскрытая толщина отложений - 100м. На породах палеозоя несогласно залегают отложения юрского возраста (тюменская, васюганская и баженовская свиты). В верхней части ниже - юрских отложений (тюменская

свита, нижний калювий) залегает песчаный пласт ЮВ2 линзовидного строения. Вскрытая толщина континентальных отложений тюменской свиты (160-175м).

Выше согласно залегают прибрежно-морские отложения васюганской свиты, представленные в нижней части аргиллитами и в верхней преимущественно песчаниками и алевролитами, выделяемыми в продуктивный горизонт ЮВ1. В верхней части выделяется песчаный пласт ЮВ01. Вскрытая толщина свиты составляет 50-60м. Выше залегают глубоководно – морские отложения баженовской свиты, сложенные плотными битуминозными аргиллитами, являющихся региональным водоупором и крышкой для залежей углеводородов. Толщина свиты 15-20м. Общая толщина юрских отложений 225-260м. Юрские отложения перекрываются меловыми, подразделяемыми на мегионскую, вартовскую, алымскую, попурскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты.

Продуктивными являются песчаные пласты мегионской (БВ8), вартовской (АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, АВ7, АВ8, БВ0+1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ5, БВ6) и алымской (АВ1) свит. Отложения продуктивных свит представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина продуктивной толщи 760-880м. Остальные свиты представлены преимущественно глинистыми породами общей толщиной 230-325м. Меловые отложения согласно перекрываются отложениями четвертичной системы. Породы свит (пески, глины, алевроиты).

1.3 Тектоника

В пределах Западно-Сибирской низменности многими исследователями выделяется три структурно-тектонических этажа.

Нижний - геосинклинальный образует складчатый фундамент допалеозоя и палеозоя.

Средний или промежуточный объединяет переходные и платформенные группы формаций в палеозойское и раннемезозойское время.

Верхний - платформенный мезозойско-кайнозойского времени формировался в условиях длительного погружения фундамента.

По мезозойско-кайнозойским отложениям Советское месторождение расположено в юго-восточной части Нижневартовского свода, который имеет вытянутую в меридиальном направлении форму с изрезанными контурами. В северной части ширина свода достигает 160 километров, к югу резко сужается. Длина свода 250 километров. По оконтуривающей изогипсе 2650 метров по горизонту “Б” (кровля баженовской свиты) амплитуда достигает на юге 300 метров, на севере 500 метров.

В пределах Нижневартовского свода сейсморазведочными работами выделено более 30 структур, среди них Соснинско-Советская, Медведевская, к которым и приурочено Советское месторождение.

На структурной карте по отражающему горизонту “Па”, приуроченному к подошве баженовской свиты, ранее были выделены три структуры третьего порядка: Соснинская, Советская и Медведевская. В дальнейшем были выделены еще некоторые структуры. На структурной карте по горизонту “Б” вырисовывался район, примыкающий к Соснинскому поднятию, эта структура получила название Юго-Западная. В северной части месторождения имеет место приподнятая зона, получившая название Северное поднятие. Так же были выделены такие поднятия как Северо-восточное и Западное.

Каждое из поднятий оконтуривается сейсмоизогипсой 2400-2425 м. Все вышеуказанные поднятия за исключением Медведевского, объединены сейсмоизогипсой минус 2425м. На юго-востоке через прогиб с амплитудой до 80 метров к этой группе поднятий примыкает Медведевская структура третьего порядка.

В процессе доразведки большинство поднятий было оценено бурением скважин. Полученные результаты указывают на отсутствие залежей нефти в пластах группы ЮВ. Единственная структура, на которой имеют место залежи в этих пластах, это Медведевская структура третьего порядка. В связи с этим на участке, прилегающем к ней с юга, названном Южно-Медведевской

структурой, перспективы обнаружения залежи нефти в юрских отложениях довольно высоки.

1.4 Нефтегазоносность

В процессе разработки Советского месторождения установлена промышленная нефтегазоносность по пластам: М, ЮВ2, ЮВ1, БВ8, БВ6, БВ5, БВ4, БВ3, БВ2, БВ0-1, АВ8, АВ7, АВ6, АВ5, АВ4, АВ3, АВ2, АВ1. Запасы нефти, сосредоточенные в пластах БВ8 и АВ1, составляли 97,5% от всех запасов месторождения.

В настоящее время горизонт АВ1 является основным эксплуатационным объектом на месторождении. Начальные дебиты нефти изменяются от 1 до 150 т/сут. Абсолютная отметка горизонта 1592-1659м. Горизонт АВ1 не выдержан как по площади так и по разрезу, в поровом пространстве коллекторов, помимо остаточной воды и нефти, присутствует определенное количество свободной воды. Эти обстоятельства послужили причиной деления горизонта АВ1 на три пласта АВ11, АВ12, АВ13. Положение ВНК изменяется в довольно широких пределах от минус 1638м до 1656м. Залежь горизонта АВ1 является единой для Советского и Нижневартовского месторождений. Однако, следует отметить, что на Нижневартовском месторождении ВНК выше на 10-12м и поэтому нефтенасыщен там только пласт АВ11.

Начальные дебиты нефти из пласта АВ13 изменяются в довольно широких пределах от 0,6-42 т/сут на штуцерах 6 и 8 миллиметров.

Пласт АВ12 расположен по всей площади. Количество песчаных пропластков иногда достигает восьми, но чаще всего составляет 4-6. Эффективная толщина пласта изменяется от 2,6 (скв.№215) до 13,8 (скв.№864) и в среднем по пласту составляет 7,2 метров.

Дебиты из пласта АВ11 “рябчик” в большинстве скважин не превышают 15-20 т/сут и только в редких случаях достигают 40 т/сут (скв №751).

Эффективная суммарная толщина его изменяется от 0 до 9,3м (скв.№758) и в среднем по месторождению составляет 3,2 метров.

1.5 Гидрогеологическая характеристика

Советское месторождение приурочено к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. В пределах рассматриваемого района в разрезе верхней части фундамента и осадочного чехла выделяется шесть водоносных комплексов, разделенных между собой выдержанными водоупорами.

Первый водоносный комплекс включает в себя трещиноватые породы фундамента, его кору выветривания и отложения тюменской свиты. Второй водоносный комплекс - верхняя часть васюганской свиты (верхняя юра). Третий водоносный комплекс - мегионская свита и нижняя часть васюганской свиты. Четвертый водоносный комплекс - верхняя часть вартовской и алымской свит. Пятый водоносный комплекс - покурская свита. Шестой водоносный комплекс охватывает палеогеновые и четвертичные отложения.

Первый водоносный комплекс выдержан на месторождении и сложен песчаными пластами линзовидного строения. Толщина комплекса 200-350 метров. Температура пластовых вод 90С. Воды данного комплекса напорные.

Второй водоносный комплекс представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, толщина его 70-80 метров. Температура пластовой воды 80С. Воды хлоркальциевые. Водоупорной толщей для второго комплекса являются плотные битуминозные аргиллиты георгиевской и баженовской свит. Толщина водоупорных отложений 25-30 метров.

Третий водоносный комплекс литологически представлен чередованием пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина водоносного комплекса 280-330 метров. В разрезе этого комплекса выделяются горизонты БВ8, БВ6, БВ4, БВ3, БВ1. Воды высоконапорные, самоизливающиеся. Пластовое давление, в зависимости от глубины залегания горизонта, составляет 21,5-22,9 МПа, пластовая температура 71-74С.

Четвертый водоносный комплекс включает отложения верхней части вартовской и алымской свит, имеет широкое распространение и вскрыт всеми разведочными и эксплуатационными скважинами. Отложения представлены

чередованием песчаных, алевролитовых и аргиллитово-глинистых пород. Толщина комплекса 200-250м. В разрезе этого комплекса выделяют горизонты АВ8, АВ6, АВ4, АВ3, АВ2, АВ1. Воды напорные. Пластовое давление колеблется в пределах 16-17,8 МПа, температура 52-54С.

Пятый водоносный комплекс представлен слабосцементированными рыхлыми песками, песчаниками, алевролитами и глинами апт-альб-сеноманского возраста. Толщина комплекса 700-800 метров и залегает на глубинах 900-970 метров.

Воды комплекса используются для поддержания пластового давления при разработке месторождения. Плотность воды в стандартных условиях 1010 кг/куб.м, тип воды хлоркальциевый.

Шестой водоносный комплекс представлен отложениями палеоген-четвертичного возраста и практически не изучен. Воды этого комплекса пресные, гидрокарбонатнонатриевые, используются для питьевых целей.

В результате анализа данных, приведенных в таблице 1 видно, что по химической характеристике пластовые воды Советского месторождения по классификации В.А.Сулина хлоркальциевого типа, жесткие, бессульфатные, слабой минерализации, которая с глубиной увеличивается от 18,3 кг/куб.м (покурская свита) до 38,6 кг/куб.м (пласт ЮВ1 Васюганской свиты).

Воды основных комплексов по гидрогеологическим данным носят застойный характер. Согласно общих гидрогеологических предпосылок, а также гидродинамических исследований, можно сделать вывод, что режим залежей Советского месторождения - упруговодонапорный.

Упругий (упруговодонапорный) режим - режим работы залежи, при котором пластовая энергия при снижении давления в пласте проявляется в виде упругого расширения пластовой жидкости и породы. Силы упругости жидкости и породы могут проявляться при любом режиме работы залежи. Поэтому упругий режим правильнее рассматривать не как самостоятельный, а как такую фазу водонапорного режима, когда упругость жидкости (нефти, воды) и породы является основным источником энергии залежи.

1.6 Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1

Горизонт АВ1 является основным промышленным объектом Советского месторождения.

Формирование горизонта проходило в условиях мелководья в период начавшейся трансгрессии аптского моря, вследствие этого в целом наблюдается определенная закономерность в распределении терригенного материала по разрезу горизонта. Наблюдается глинизация коллекторов снизу вверх, при этом увеличивается как послойная, так и рассеянная глинистость. В этом же направлении наблюдается и ухудшение коллекторских свойств песчаников. В поровом пространстве коллекторов присутствует определенное количество свободной воды.

Абсолютная отметка горизонта 1592,0-1659м. Начальные дебиты нефти изменяются от 1 до 150 т/сут. Начальное пластовое давление составляло 16,39-17,23 МПа, пластовая температура 55-56С. Большая разница в коллекторских свойствах различных частей разреза и сложная картина его нефтенасыщенности явилась причиной деления горизонта АВ1 на три пласта АВ11, АВ12, АВ13.

1.7 Литологическая характеристика коллекторов продуктивного горизонта АВ1

Пласт АВ13 представлен одним иногда двумя песчаными пропластками, разделенными глиной или алевролитами. Песчаники средне-мелкозернистые. Преобладающей фракцией являются с размером зерен 0,1-0,25мм. Содержание среднепесчанной фракции 0,25-0,50мм иногда достигает 35-45%. Содержание цемента не превышает 10%. Тип цементации пленочный и поровый. Алевролиты крупно и мелко зернистые, песчанистые средней плотности. Породообразующими минералами песчаников горизонта АВ1 являются кварц и полевые шпаты с преобладанием первого (45-50%) над вторым (35-40%).

Необходимо отметить, что на территории месторождения имеются отдельные зоны, в разрезе которых полностью отсутствуют глинистые и алевролитовые пропластки в пластах АВ13 и АВ12 песчаники этих пластов

сливаются в один пласт. В этих случаях песчаники, как правило, представлены средне и редкозернистыми разностями с массивной текстурой.

Пласт АВ12 чаще всего состоит из 3-5 песчаных прослоев разделенных алевролитами и глинами. Песчаники мелкозернистые, но в основном с однородной текстурой. Преимущественный размер зерен 0,15-0,25мм (70-95%). Количество алевролитового материала 3-20%. Количество цемента не превышает 15%. Состав цемента хлоритовый и каолинитовый. Тип цементации чаще всего поровый. Алевролиты серые мелкозернистые, однородные. Прослой глинистого материала в них встречаются реже, чем в пласте АВ11. Глины темно серые до черных, плотные с песчано-алевритовой примесью, обуславливающей слоистость.

Пласт АВ11 представлен частым чередованием песчаников, алевролитов и глин. Толщина пропластков изменяется от 0,01 до 0,5м. Пласт характеризуется повышенной слоистостью и рассеянной глинистостью. Песчаники серые, мелко и тонкозернистые с содержанием цемента до 25%. Текстура песчаников гнездовидно - линзовидная. Ведущей фракцией в них является 0,25-0,1мм (55-75%) с преобладанием зерен до 0,12-0,15мм. Песчаники по своему составу близки к алевролитам. Цемент песчаников по составу хлоритовый каолинитовый (20-25%), иногда кальцитовый. Тип цементации поровый, базальтный. Алевролиты серые, темно-серые мелкозернистые, средней плотности, с прослоями темно-серого глинистого материала, а участками очень крепкого, известковистые. Глины темно-серые, некрепкие, слабослюдистые с прослойками и линзочками светло-серого алевролитного материала.

Фильтрационно - емкостная характеристика АВ1

Коллекторские свойства пластов горизонта АВ1 находятся в прямой зависимости от литологического и гранулометрического состава пород и от содержания в них глинистого материала.

Физические свойства пород изучались по большому количеству кернового материала. Открытая пористость коллекторов изменяется в широких

пределах. Диапазон ее изменения увеличивается по пластам снизу вверх. Если в пласте АВ13 он составляет 18,2-30,1%, то в АВ11 возрастает до 12,8-31,8%. Средние значения пористости уменьшаются снизу вверх (АВ13-24,9%, АВ12-23,7%, АВ11-22,2%). Характер изменения фазовой проницаемости аналогичен открытой пористости. Средние значения проницаемости уменьшаются снизу вверх от пласта к пласту почти в два раза (234, 123, 67 кв.мкм·10⁻³). Средние значения параметров горизонта АВ1, определенные при стационарных режимах фильтрации:

- коэффициент продуктивности -27,6 т/(сут.*Мпа);
- удельный коэффициент продуктивности -2,294 т/(сут.*Мпа);
- гидропроводность - 61,18 кв.мкм, см/мПа*с.;
- проницаемость -0,123 кв.мкм.

Средние значения параметров горизонта АВ1, определенные при нестационарных режимах фильтрации. Гидропроводность-65,29 кв.мкм, см/мПас, проницаемость-0,125 кв.мкм, пьезопроводность-3548 кв.м/с·10⁻³.

1.8 Особенности нефтенасыщенности залежи горизонта АВ1

Залежь нефти горизонта АВ1 в большинстве своем является недонасыщенной. В поровом пространстве коллекторов, помимо остаточной воды и нефти, присутствует определенное количество свободной воды, не связанной.

При этом на величину нефтенасыщенности, в основном, влияют два фактора - это гипсометрическое положение коллекторов в залежи и их фильтрационные свойства. При одинаковых коллекторских свойствах песчаники сводовых частей имеют большую нефтенасыщенность, чем в крыльевых зонах. А коллекторы, расположенные на одном гипсометрическом уровне, имеют большую величину нефтенасыщенности в зонах с улучшенными коллекторскими свойствами.

Нефтенасыщенность пласта АВ13 изучена только по материалам промысловой геофизики, так как ни в одной из скважин, пробуренных на не

фильтрующей промывочной жидкости, он не освещен керном. Нефтенасыщенность пласта АВ13 – 0,483-0,366 (коэффициент нефтенасыщенности.). По пласту АВ12 нефтенасыщенность изменяется от 7,3 до 43,6% в скв. №1679 и от 35,7 до 84,5% в скв. №64.

Средние значения, определенные по двум пропласткам в скв. №64 равны 52%, а в скв. №1679 по пяти пропласткам изменяются в пределах по скв. №64 от 34,2 до 80,8%, по скв. №320 бис 26,6-67,5%, а по скв. №1679 от 7,8 до 58,5%. Большие диапазоны изменения величины нефтенасыщенности обусловлены литологической неоднородностью пласта АВ11. Коллекторы с лучшими фильтрационно и емкостными свойствами имеют большую величину нефтенасыщенности.

Средневзвешенное по толщине значение нефтенасыщенности пласта АВ11 в скв. №320 бис равно 47%, в скв. №64 составляет 63%, по скв. №1679 нефтенасыщенность определялась по четырем песчаным пропласткам, входящих в пласт АВ11, и среднее значения по пропласткам изменяются от 27,6 до 41,3% и в целом по пласту равно 32,2%.

1.9 Физико - химическая характеристика нефти горизонта АВ1

Нефть продуктивного пласта АВ1 является легкой, плотность нефти в поверхностных условиях составляет 847,56 кг/м³, сравнительно маловязкой, вязкость нефти при температуре 20С- 7,58 мм²/с, при 50С- 3,67 мм²/с. Содержание серы 0,75% весовых, асфальтенов-2,0%, селикагеливых смол- 8,83%. Количество парафинов в нефти не велико и составляет 2,23%. Нефть пласта АВ1 характеризуется высоким выходом светлых фракций: отгон до 200С составляет 31%, выход фракций до 300С- 52%. Бензиновые фракции нефти пласта АВ1 характеризуется низким содержанием ароматических углеводородов 7-20% и высоким содержанием парафиновых 58-63%. Нефть характеризуется следующими параметрами:

- плотность сепарированной нефти 851,9% кг/м³;
- плотность пластовой нефти 777,7 кг/м³;

- объемный коэффициент 1,182;
- вязкость пластовой нефти 1,66 МПа*с;
- давление насыщения - 8,2 МПа;
- газосодержание 67,47 м3/т.

Компонентный состав газа в процентах молярной концентрации составляет: метана 77,37%, этана 5,76%, углекислого газа 0,29%, удельный вес газа 0,944кг/м3 (рисунок 2).

Следует сделать вывод: нефть горизонта АВ1 сернистая, малосмолистая, относится к метаново-нафтеновому типу по классификации Добрянского. Нефть характеризуется преобладанием пропановой фракции над этаном.

Таблица 1 – Компонентный состав газа

Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание в%) горизонта АВ1	
CO2	0,31
N2	1,33
CH4	77,43
C2H6	3,98
i-C3H8	8,78
i-C4H10	1,92
n-C4H10	3,98
C5H12	0,79
C6 + высшие	0,58
Молекулярная масса	23,085
ρ, кг/м3	0,944

Таблица 2 – Характеристика пластовой и закачиваемой воды

Характеристика пластовой и закачиваемой воды	
Пластовая вода	
ρ, кг/м ³	1010
мПа с	0,565
Общая минерализация, г/л	18,3
Сеноманская вода	
ρ, кг/м ³	1010
Общая минерализация, г/л	14,4

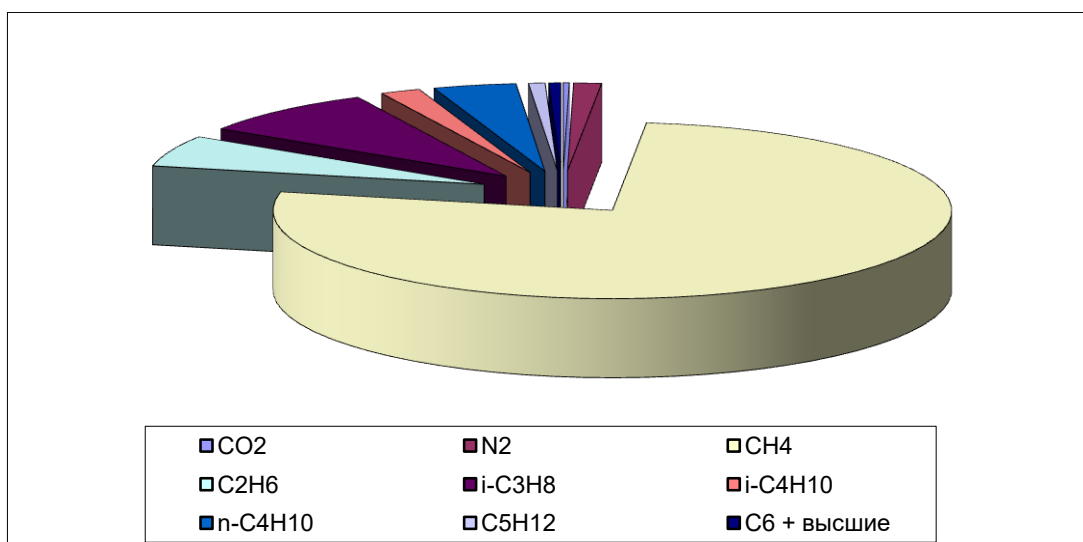


Рисунок 2 – Компонентный состав нефтяного газа

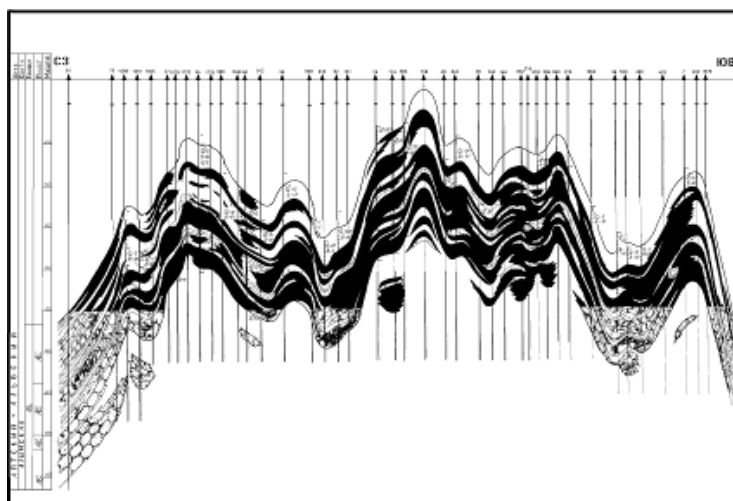


Рисунок 3 – Геологический профиль (продольный) продуктивного горизонта АВ1

2 Технологическая часть

2.1 Общие сведения о применяемых ГТМ на месторождении

На месторождении в качестве наиболее проблемных выделяются решения задач по интенсификации и выработке запасов основного объекта в пределах разбуренной и неразбуренной его частей.

Сложности строения объектов и особенности распределения остаточных запасов повлияли на выбор и особенности проводимых технологий ГТМ. Как правило, основные мероприятия направлены на решения задач по:

- интенсификации притока к добывающим скважинам;
- увеличению степени выработки запасов;
- улучшению условий притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора);
- ограничению притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины.

Эти задачи на месторождении решались различными способами: бурение скважин с горизонтальным окончанием, ЗБГС, форсированные отборы, гидравлический разрыв пласта, реперфорация и дополнительная перфорация (включая глубокопроникающие перфораторы), глинокислотные и солянокислотные обработки, увеличения приемистости нагнетательных скважин (дополнительная перфорация, глинокислотные и солянокислотные обработки, КРС), потокоотклоняющие технологии, циклическая закачка [2].

2.2 Анализ эффективности гидроразрыва пласта АВ1

На месторождении ГРП проводится с 1994г и выполнен в 250 скважинах, из них в 246 скважинах объекта АВ₁, в 4 остальных - объекты АВ₂, АВ₃, БВ₀₋₁. Из последних по трем скважинам обеспечивается формально рассчитанный критерий успешности или окупаемости затрат на проведение ГРП при получении 3т.т. дополнительной добычи нефти за первые два года эксплуатации. Соответственно по объекту АВ₁ выполнено 277 скважино-

операций, в т.ч. 32 скважины повторные, успешными определились 103 скважино-операций или 37% от выполненного объема работ. Неуспешность остальных обусловлена низкой дополнительной добычей нефти или повышенным приростом обводненности продукции.

В течение последних 5 лет (2004-2008гг) ГРП выполнено в 115 скважинах объекта АВ₁, успешность составила 40%, в т.ч. по 15 скважинам эксплуатирующим рябчик – 20%.

Абсолютные годовые приросты добычи нефти в год реализации ГРП в динамике изменчивы в соответствии с объемами проводимых работ и их успешностью (рисунок 4). Дополнительная добыча нефти изменяется в диапазоне от 15 тыс.т. (5 скв. 2004г) до 79 тыс.т.(29 скв.-2007г), накопленный прирост за весь период составил ~ 950 тыс.т. (рис.7.2). Из задействованного фонда удельная дополнительная добыча нефти составила 8,4 тыс.т/скв, в т.ч. по успешным -10,8 тыс.т./скв.

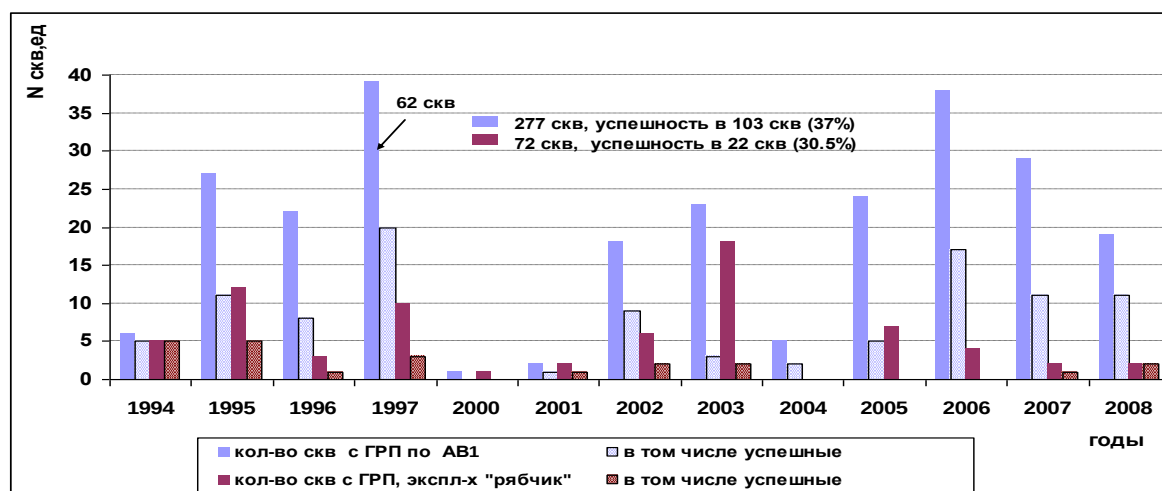


Рисунок 4 – Динамика объемов ГРП

В 15 скважинах, эксплуатирующих «рябчик» прирост определился минимальным - 6,7т.т./скв, по успешным 3скв – 3,6т.т./скв (за 1 год).

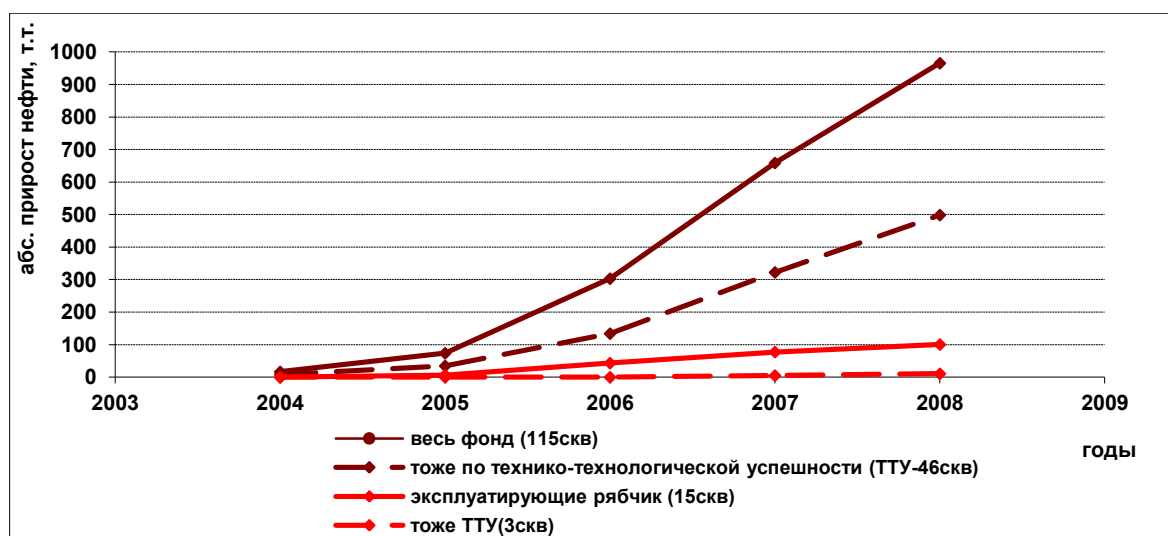


Рисунок 5 – Кумуляты дополнительной добычи нефти по скважинам с ГРП периода 2004-2008 годы

Следует заметить, что возможности выбора скважин с гарантированным проведением успешного ГРП ежегодно ухудшаются, но, благодаря применению новой технологии, связанной с созданием коротких и толстых трещин, удалось понизить затраты на ГРП и незначительно (и только статистически) повысить с 35% (1994-2003г) до 40% (2004-2008г) долю успешных ГРП.

Из анализа исходных показателей технологии проведения ГРП определилось ежегодное существенное сокращение удельных объемов (т/м) закачиваемого пропанта (в расчете на эффективную и перфорированную толщины). В 2008г, по отношению к 2004 г, показатель (т/м) снизился почти втрое. Примечательно, что динамика этого показателя согласуется с практически пропорциональными уменьшениями как гидропроводности, так и приростов дебитов флюидов (нефти, жидкости). Но при этом получена 100% согласованность полученной динамики упомянутой совокупности показателей и стабильности соотношения показателя продуктивности. Если выполненные определения продуктивности достаточно надежные, то на этом основании можно предположить об отсутствии влияния длины и ширины трещины ГРП на изменение продуктивности скважины. Это свидетельствует о достаточности коротких трещин, действующих, в основном, в направлении снижения скин-фактора.

В связи с отсутствием специсследований предполагается, что низкая успешность работ может быть связана как с нарушениями герметичности затрубного пространства, так и вскрытием трещинами заводненных нижележащих прослоев или языков опережающего заводнения, совпадающих с радиальным направлением трещины.

В связи с проблемностью выработки запасов нефти из пласта AB_1^{1+2a} проведены исследования по выявлению возможного влияния толщины глинистого раздела (между AB_1^{2a} и $AB_1^{2б}$) на успешность ГРП в 72 скважинах, эксплуатирующих «рябчик». По ним успешность определилась в 30,5% случаев. При этом представляется, что в пределах ЧНЗ и ВНЗ успешность ГРП не зависит от фактически вскрытой толщины глинистого раздела, а, в основном, определяется состоянием цементного кольца затрубного пространства. В итоге, в большинстве случаев после ГРП, создаются дополнительные пути поступления в скважину подошвенных (техногенных) вод из нижней, более заводненной части объекта AB_1 .

Из вышеизложенного следует, что геолого-промысловыми условиями разработки AB_1 предопределены отставания по выработке запасов нефти «рябчика», соответственно одной из основных задач ГРП состоит в выравнивании фронтов втеснения. Попытка решить эту проблему проведена в 26% случаев всего объема ГРП по AB_1 .

На приведенных ниже рисунках отображена динамика приведенных дебитов и обводненности продукции скважин до и после ГРП по всем скважинам объекта AB_1 с ГРП в период 2004-2008 гг (рис. 7.4) и по 11 скважинам, вскрывшим только «рябчик» (рисунок 6). Из анализа приведенных показателей следует, что по всей выборке скважин (115 скв.) более чем пятикратное увеличение дебита жидкости скважин с 17 т/сут (до ГРП) до 91 т/сут (второй год) сопровождается значительным приростом обводненности соответственно от 50 до 70%.

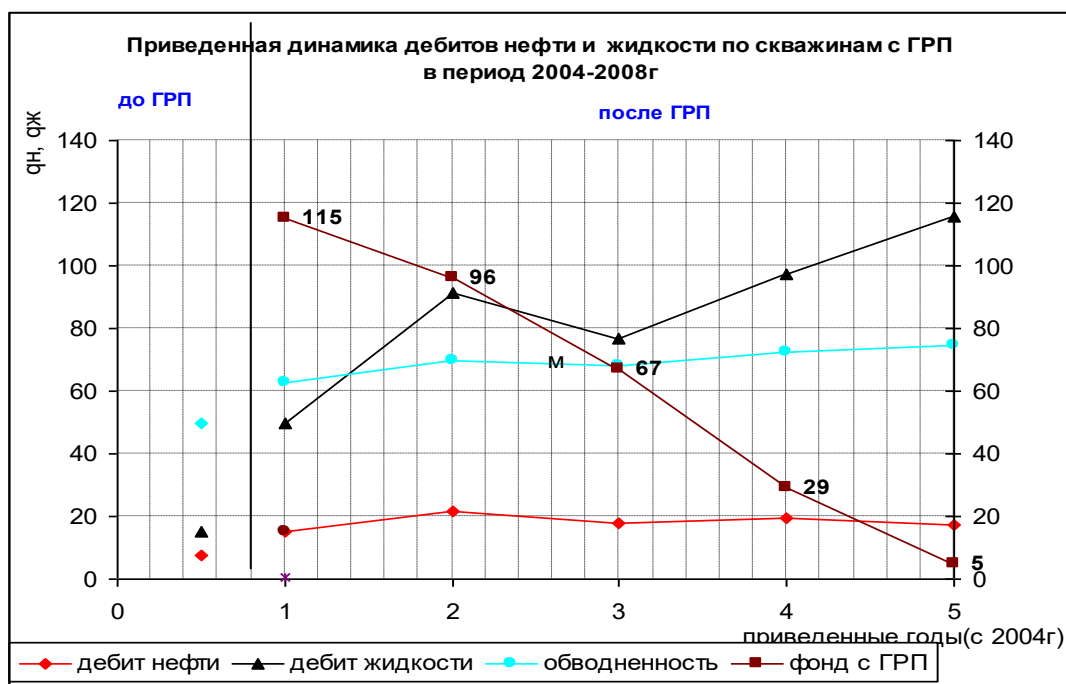


Рисунок 6– Приведенная динамика дебитов нефти и жидкости по скважинам с ГРП в период 2004-2008 гг.

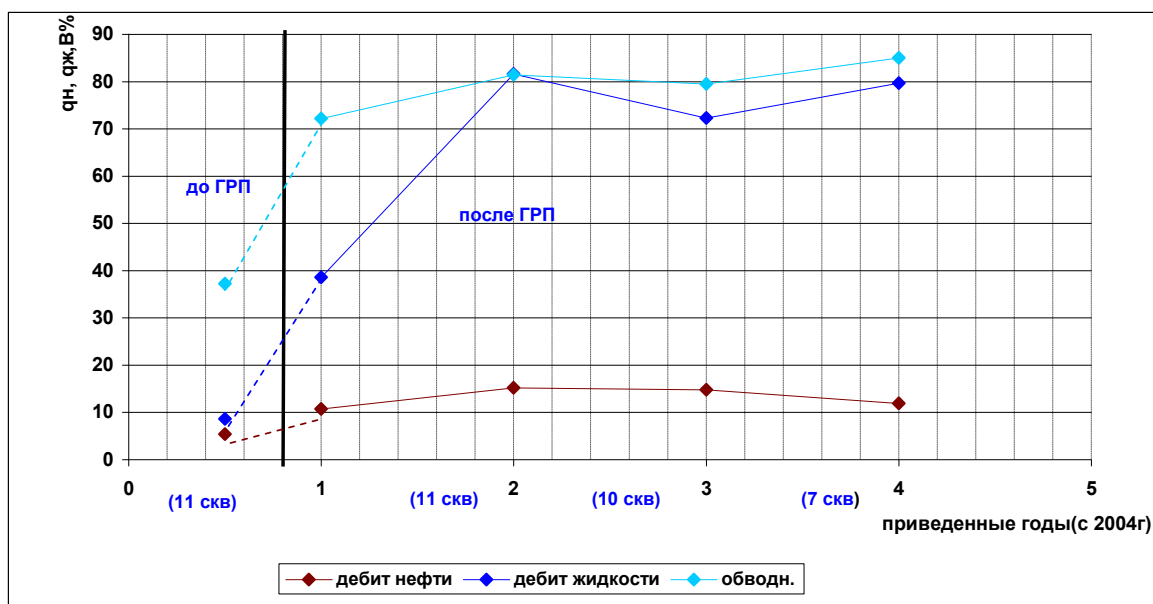


Рисунок 7 – Приведенная динамика технологических показателей (дебит нефти, обводненность) скважин АВ₁, эксплуатирующих «рябчик» (до и после ГРП)

По выборке скважин, эксплуатирующих «рябчик», аналогичные показатели представляются более гротескно: дебит жидкости с 8 т/сут (до ГРП) к концу второго года увеличивается на порядок, до 80 т/сут, при этом

обводненность продукции возрастает с 38 до 82%. Получение высокого несвойственного для «рябчика» дебита жидкости и двухкратного прироста обводненности до значения, характерного для нижележащего смежного пласта АВ₁²⁶ (по выработке его запасов) однозначно свидетельствует о технологическом формировании закрепленной пропантом вертикальной трещины гидродинамического сообщения пластов АВ₁^{1+2a}/АВ₁²⁶, разделенных глинистым пластом толщиной 1,1-7,4 метров, в среднем 2,7 метров.

Полагаясь на получение значительных накопленных и удельных объемов дополнительной добычи нефти, проведение ГРП только формально можно отнести к эффективным ГТМ.

2.3 Анализ результатов применения глубокопроникающей перфорации пласта АВ1

В течение последних лет проведен значительный объем работ в направлении снижения скин-фактора в скважинах, эксплуатирующих объект АВ₁. Это реализовано путем реперфорации интервалов с использованием глубокопроникающих перфораторов типа ЗПК -105-АТ, ЗПК -105-ДН-01, ЗПК-89АТ-001 и множества других из существующих модификаций. Реперфорация осуществлялась с поскважинно различной плотностью 6-65отв. на 1м интервала. Этот вид работ позволил максимизировать снижение скин –фактора в интервале «рябчика». Годовые объемы работ по ГПП ежегодно возрастали с 5 (2004г) до 50скв (2007г); За весь период реперфорация проведена в 124 скважинах, но с учетом того, что по значительной части фонда скважин (49ед) сразу или вскоре после ГПП было выполнено ГРП, то для последующей оценки эффективности работ по ГПП выборка уменьшена до 75 скважин. Из этой совокупности в 36 скважинах (48%), воздействие ГПП проведено только на «рябчик», из них в 26 скважинах «рябчик» эксплуатируется отдельно [3].

Необходимо заметить, что указанное количество скважин (75 ед) практически одинаково с вышерассмотренной выборкой скважин с ГРП

(115ед), но накопленное количество (93,0тыс.т.) дополнительной добытой нефти (рисунок 7) только вдвое меньше, полученного по фонду скважин с ГПП.

Удельный (на 1 скважину с ГПП) накопленный отбор нефти составил 1,24 тыс.т/скв. По скважинам, эксплуатирующим «рябчик» этот показатель определился наименьшим – 0,37тыс.т/скв., по остальным -2тыс.т./скв

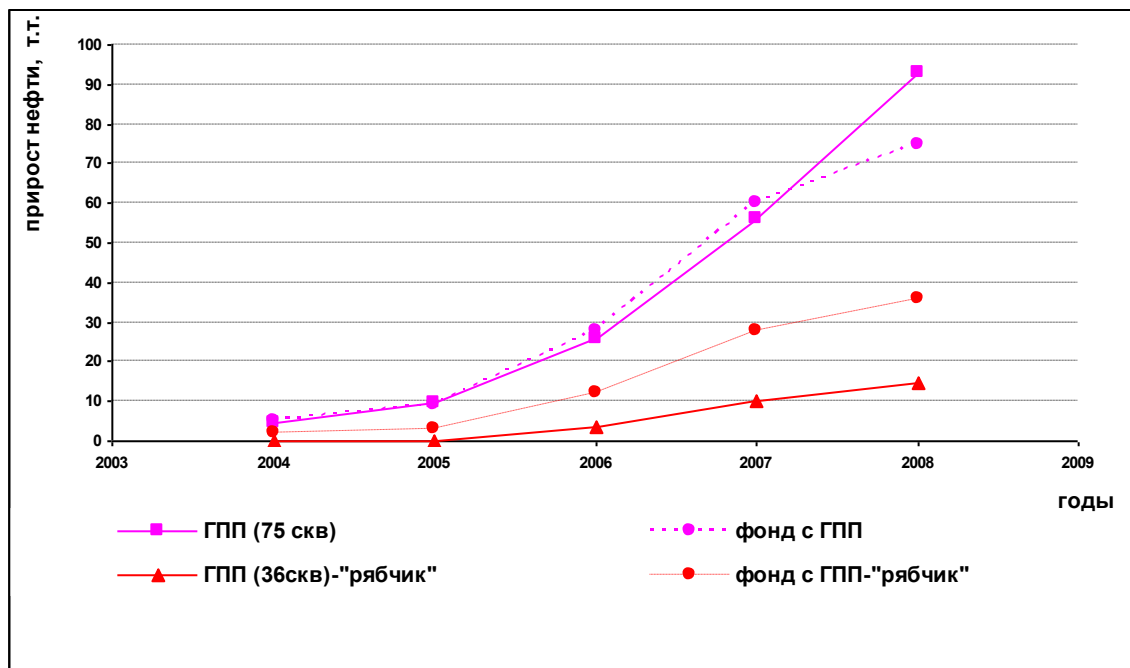


Рисунок 8 – Кумуляты дополнительной добычи нефти по скважинам с ГПП периода 2004-2008гг

Проведенными работами получено увеличение дебита жидкости или продуктивности в среднем втрое. Изменения обводненности после ГПП разнознаковые, но преимущественно связаны с его приростом, которое в среднем составило около 8% (абс).

Поскважинно плотность реперфорации изменялась в широком диапазоне от 6-12 до 65отв/м, при этом не выявлено однозначного влияния этого показателя на повышение продуктивности скважин или на прирост обводненности продукции.

Таким образом, полученные результаты работ по ГПП свидетельствуют о сформированности по большей части фонда скважин положительного скин-фактора и высокой эффективности ГПП, способствующей снижению этого показателя.

3 Анализ рисков при проведении операции гидравлического разрыва пласта АВ1

3.1 Анализ причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов

Значительная часть фонда скважин месторождений Советского месторождения представляет собой сложные объекты с точки зрения стимуляции коллекторов. Это вызвано близким расположением водяных или газовых прослоев.

Основной задачей специалиста ГРП является оптимизация дизайна ГРП, сочетающего минимальные риски прорыва и достижение рентабельного прироста добычи нефти. Это приводит к планированию все более «агрессивных» дизайнов ГРП. Агрессивный дизайн представляет собой дизайн с небольшим (до 40 т) объемом проппанта, минимальным объемом «подушки» и относительно быстрым выходом на максимальную концентрацию. Это требует четкой привязки результатов информационного мини-ГРП, интерпретации результатов моделирования [4].

Агрессивный подход нередко приводит к преждевременной остановке закачки («СТОПу»), что резко снижает экономическую эффективность ГРП. При преждевременной остановке происходит потеря незакачанного (оставленного в НКТ) проппанта и, как следствие, полученная геометрия не соответствует запланированным параметрам. Кроме того, при «СТОПе» не достигается оптимальная упаковка трещины, так как не закачивается весь объем проппанта с полимерным покрытием, что снижает продолжительность эффекта. Хотя «СТОП» и является нежелательным результатом работы, попытка полностью избежать его может привести к нежелательным последствиям, например, к прорыву в водоносные или газоносные интервалы, при их близком расположении; трещине ГРП с неоптимальной геометрией, не обеспечивающей планируемые величину и продолжительность эффекта [5].

Таблица 3 – «СТОПы» на Советском месторождении

Год	Месторождение	Скважина	Пласт	Вертикальная глубина до кровли пласта м	Интервал перфорации м	Объём подушки м3
2009	Советское	1552	AB1	1661,8	1868,5-1883,2	10
2009	Советское	1788	AB1	1620,7	1807-1816	18
2009	Советское	961	AB(1+3)	1674,3	1905-1915	40
2009	Советское	959	AB1	1661,2	1826-1883	24
2011	Советское	358	AB1	1661,2	1748-1759	20
2012	Советское	949	AB(1-2)	1647,48	1900-1910	25

Подрядчиком выполняющим ГРП являлось Катобьнефть. За период 2009-2012 года произошло 6 «СТОПов» при выполнении.

Рассмотрим основные причины преждевременных остановок на основе адресного разбора и анализа каждого «СТОПа».

Кроме причин, связанных со сложными геологическими условиями пластов, причинами «СТОПа» послужили техническая неполадка оборудования, низкое качество жидкости ГРП, некачественная перфорация или плохая связь с трещиной в призабойной зоне пласта (ПЗП), неправильная интерпретация результатов мини-ГРП, инженерная ошибка в дизайне и др. Однако часто на результат работы влияет сочетание факторов, и выделить единственную причину бывает практически невозможно. Особенно это касается тех случаев, когда цикл технологического процесса ГРП остается без полного инженерного сопровождения работ.

Таким образом, для того, чтобы в дальнейшем свести к минимуму риск преждевременных остановок без уменьшения продуктивности скважин необходимо выполнение следующих требований:

- качественный подбор скважин-кандидатов для ГРП;
- качественное планирование и проведение работ;
- соблюдение технологий;

— анализ как успешных, так и неуспешных операций.

Это приводит к недостижению гидравлической ширины трещины, достаточной для прохождения больших объемов пропанта, и возникновению эффекта «бриджевания» – осаждению пропанта в результате утечек несущей его жидкости. Такой рост наблюдается в мощных, сильно расчлененных пластах, не имеющих достаточной контрастности стрессов в различных литологических пластах. Высота трещины определяется отношением эффективного давления в ней и разницы минимальных напряжений между глинистой перемычкой и пластом.

Отсутствие существенной контрастности по относительно низкому значению эффективного (чистого) давления в период закачки.

Это указывает на отсутствие разницы напряжений в кровле, пласте и подошве. Пример такого «СТОПа» приведен на рисунок 9.

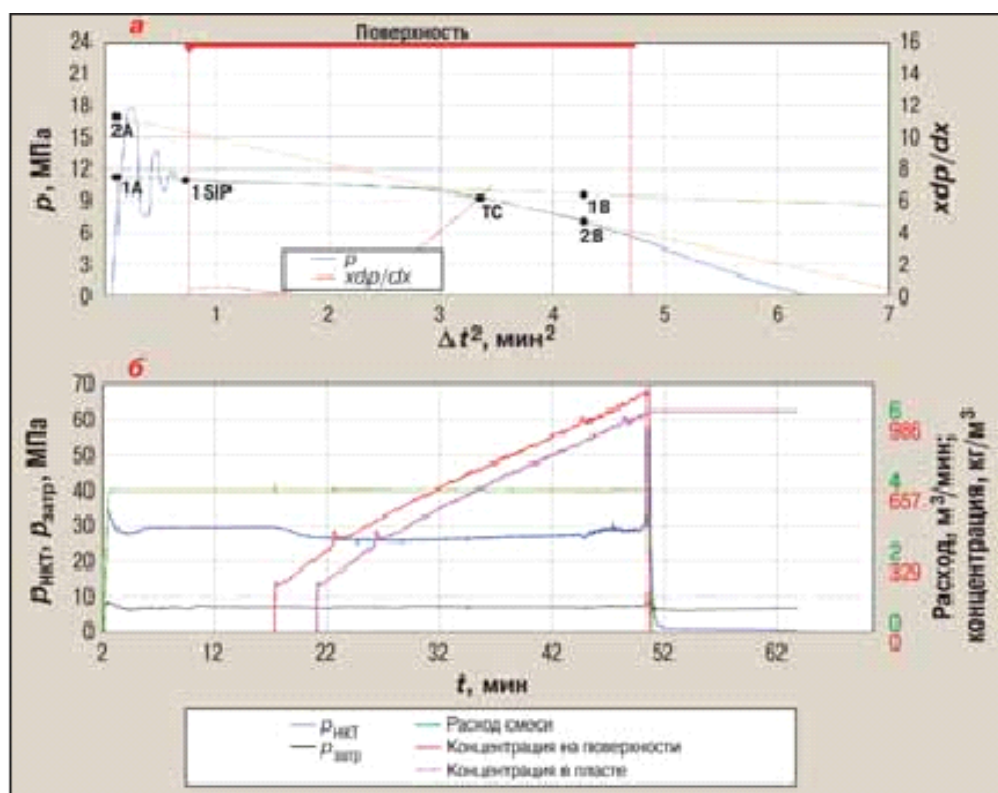


Рисунок 9 – Пример «СТОПа» в результате незапланированного вертикального роста трещины: давление, равное 1,6 МПа; а – динамика поверхностного давления p ; б – динамика давления в НКТ $p_{нкт}$ и затрубного $p_{затр}$

Большой угол входа скважины в большинстве случаев приводит к возникновению в ПЗП эффекта «извилистости». Последняя возникает в тех случаях, когда ориентация ствола наклонно направленной скважины не совпадает с направлением максимального горизонтального напряжения на данной площади. Например, если скважина ориентирована в направлении, совпадающем с направлением максимальных горизонтальных стрессов, то проблем при развитии трещины не возникает. Если ориентирование идет в направлении, не совпадающем с направлением максимальных горизонтальных стрессов, то зона инициации трещины имеет сложный профиль. Появляются дополнительные потери на трение на извилистых участках, что в свою очередь приводит к «бриджеванию» проппанта в этих местах и колюматации трещины.

В результате этих потерь происходит незапланированный рост давления и, как следствие, возникает риск остановки закачки.

В скважинах с большим углом наклона и горизонтальных далеко не всегда можно точно прогнозировать точку инициации трещины, что осложняет дизайн. Ситуация осложняется и тем, что моделирование развития трещины в подобных условиях в настоящее время весьма проблематично.

3.2 Технические и технологические «СТОПы»

Среди технических и технологических причин, приведших к возникновению «СТОПов», были выявлены:

- сбой в подаче сшивателя в процессе закачки;
- заклинивание клапанов на насосных агрегатах;
- преждевременная деструкция (потеря несущей способности) геля при увеличении норм подачи брейкера.

Указанные причины не всегда оказываются критическими в процессе ГРП. Оперативное вмешательство квалифицированного персонала часто позволяет в кратчайшие сроки восстановить нормальную работу оборудования. Пример такого «СТОПа» приведен на рисунок 10.

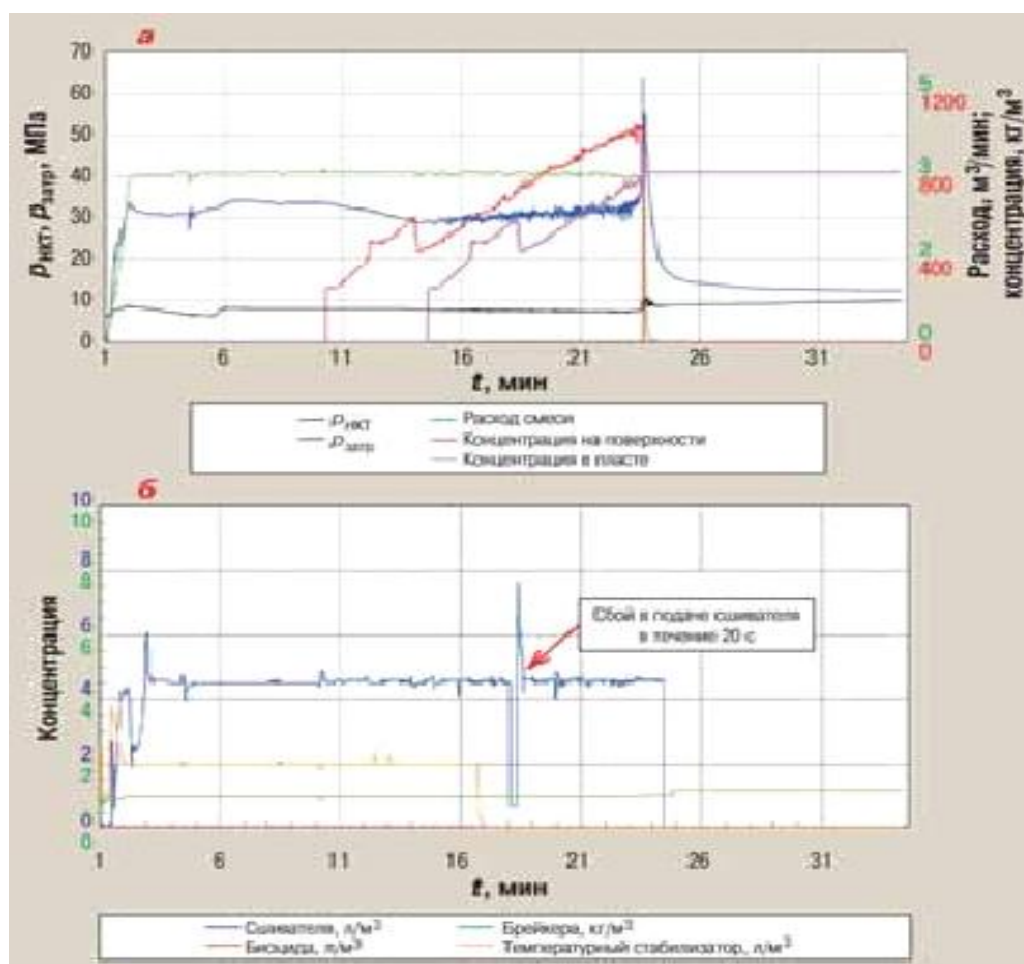


Рисунок 10 – Пример «СТОПа» в результате сбоя работы оборудования: а – динамика давлений, расхода и концентрации; б – динамика концентрации

Из него видно, что в процессе закачки основного объема проппанта на 19-й минуте произошел 20-секундный сбой в подаче сшивателя (концентрация проппанта в несшитой смеси в этот момент достигла 750 кг/м^3). Через 5 мин (на 24-й минуте закачки) давление начало резко расти и был получен «СТОП». В этот момент несшитая проппантная пачка достигла перфорационных отверстий (объем ствола скважины 15 м^3 , скорость закачки смеси $3 \text{ м}^3/\text{мин}$).

Причины подобных сбоев хотя и не являются прямым следствием просчетов и упущений, надлежащий контроль со стороны как исполнителя работ, так и инженерных служб позволяет свести к минимуму подобные риски.

3.3 «СТОПы» на продавке

Несколько «СТОПов» получены при упаковке трещины в конце стадии продавки - это работы, завершившиеся при максимальной или близкой к ней концентрации проппанта. В рассмотренной работе количество проппанта, оставленного в НКТ, не превышает 1,5 т. Завершение операции на стадии продавки с таким количеством проппанта, оставленного в НКТ, нельзя считать серьезным инженерным просчетом, поскольку геометрия трещины незначительно отличается от запланированной. В подобных случаях работа считается успешной. При недозакачке проппанта до 3 т практически всегда удастся извлечь пакер и подвеску НКТ без предварительной промывки, что не требует дополнительных затрат времени и средств на устранение последствий преждевременной остановки закачки.

Анализ «СТОПов» по рассмотренной причине представляет особый интерес, так как после этих операций ГРП получены очень хорошие показатели работы скважины, в частности, прирост дебита нефти составил более 60 т/сут, обводненность не превышала 5 %.

Незначительное число «СТОПов» было получено вследствие недостаточной гидродинамической связи между скважиной и пластом при прохождении закачиваемой смеси с высокой концентрацией проппанта фракции 12/18.

Отсутствие достаточной гидродинамической связи может быть вызвано как плохим состоянием перфорационных отверстий, так и проблемами в ПЗП (возникновение эффекта извилистости или большого числа трещин). Все эти причины проявляются одинаково – увеличением давления обработки при прокачке через забой смеси с нарастающей плотностью (переход с линейного геля на сшитый или с сшитого геля на гель с проппантом). Именно рост поверхностного давления при прохождении пробной пачки проппанта через перфорацию был отмечен при проведении анализа результатов мини-ГРП.

В подобных случаях очень сложно предугадать изменение давления в процессе закачки. Попытки, предпринятые сервисной компанией (несмотря на

более высокую полученную эффективность жидкости разрыва по сравнению с заложенной в дизайне, объем жидкости разрыва не был уменьшен), не смогли изменить ситуацию. Возможным решением проблемы могло быть уменьшение конечной концентрации проппанта.

3.4 Сложнообъяснимые «СТОПы»

Отдельную категорию составляют так называемые сложнообъяснимые «СТОПы». Среди рассмотренных остановок закачки встречались случаи «СТОПа», когда не удавалось выделить одну причину, учет которой помог бы верно спрогнозировать результат работы. Каждая из нижеперечисленных причин могла оказаться критичной при проведении операции. Было принято, что данные «СТОПы» вызваны наложением нескольких причин:

- сбой в работе оборудования;
- незапланированный вертикальный рост трещины;
- возникновение заколонной циркуляции;
- проблемы в ПЗП.

Высокое эффективное давление (4,5 МПа), наблюдающееся при анализе мини-ГРП, свидетельствует о значительной контрастности стрессов между пластом и ограничивающими его перемычками. Следовательно, не должен был происходить рост трещины по вертикали. Возникновение заколонной циркуляции также не подтверждено, поскольку после проведения ГРП источник поступления воды не определялся (промыслово-геофизические исследования не проводились). Однако большая по сравнению с расчетной обводненность продукции скорее всего свидетельствует о наличии гидродинамической связи с обводненным пластом, но без дополнительных исследований невозможно определить, как она реализована. Кроме того, частично отсутствует запись давлений в начальный момент закачки, что также затрудняет объяснение причины возникновения «СТОПа» [6].

3.5 Меры предотвращения

Таким образом, большинство рассмотренных «СТОПов» связано со сложными геологическими условиями, а остальные «СТОПы» получены в результате либо выхода из строя техники, либо неправильно подобранного состава жидкости ГРП (завышенная норма подачи брейкера, из-за которой произошла преждевременная деструкция полимерного геля и начался процесс оседания проппанта в НКТ в процессе закачки) или отсутствия достаточной гидродинамической связи между стволом скважины и пластом (плохое качество перфорации).

Основной причиной «СТОПов», связанных со сложными геологическими условиями, является рост трещины в высоту. В настоящее время существуют следующие способы решения этой проблемы:

- ограничение эффективного давления трещины с помощью жидкостей малой вязкости для снижения давления на барьеры;
- использование технологии JFrac для искусственного усиления барьеров с целью предотвращения проникновения трещины в пласт;
- увеличение разности между напряжениями в пласте и барьере с помощью уменьшения пластового давления.

Для достижения лучших результатов возможно применение рассмотренных методов в разных сочетаниях.

Ограничение расхода жидкости при закачке незначительно влияет на эффективное давление и может сдержать распространение трещины лишь в случае высоких утечек жидкости. Поэтому для того, чтобы в дальнейшем избегать таких ситуаций, необходимо более тщательно контролировать весь процесс, начиная с подготовки скважины к ГРП и заканчивая выводом ее на режим.

Проведенный анализ показал, что 20 % «СТОПов» можно было бы избежать или хотя бы снизить количество проппанта, не закачанного в пласт,

если бы во время закачки была замечена тенденции роста давления к «СТОПу» и принято решение начать продавку.

3.6 Риск прорыва трещины при ГРП

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является весьма сложной и дорогостоящей операцией по увеличению продуктивности скважин, сравнимой по стоимости и эффективности только с бурением. Одно из основных направлений совершенствования технологии ГРП - это предотвращение прорыва трещины в водонасыщенные пласты и сдерживание ее в нефтенасыщенной зоне. При этом график закачки (дизайн) должен быть спроектирован так, чтобы проводимость созданной при ГРП трещины была оптимальна.

Дизайн ГРП определяет геометрию трещины. Программа, и включающая используемые материалы ГРП, скорость и график их подачи, определяет качество ГРП с точки зрения как закрепления трещины планируемым объемом проппанта, так и получения планируемого прироста добычи. Выполнение корректного дизайна в условиях высоких рисков прорыва в водоносный или газоносный горизонт представляет собой сложную задачу. Дело в том, что информационный мини-ГРП дает информацию лишь о небольшом участке пласта, вскрытого трещиной, и вскрытие. Большого интервала «вслепую» повышает риск прорыва в водоносные участки.

Пласт АВ1 1-2 представляет собой частое, тонкослоистое, линзовидное переслаивание глинистых песчаников, алевролитов и глин. Средняя нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 4,8 до 24,9 м, в среднем составляет 15,6 м. Залежь пласта пластово-сводовая. Коэффициент расчлененности по пласту в среднем составляет 5,94. Разработка пласта АВ1 1-2 осложнена следующими факторами: - наличие газовой шапки в центральной части залежи (ограничение возможности проведения ГРП); - зональная и вертикальная неоднородность (вертикальная проницаемость близка к нулю, горизонтальная - не превышает $40 \cdot 10^{-3}$ мкм²); - отсутствие достаточной, четко

выраженной глинистой перемычки между рассматриваемым пластом и нижележащим пластом АВ1 1-3, обводненным в процессе разработки.

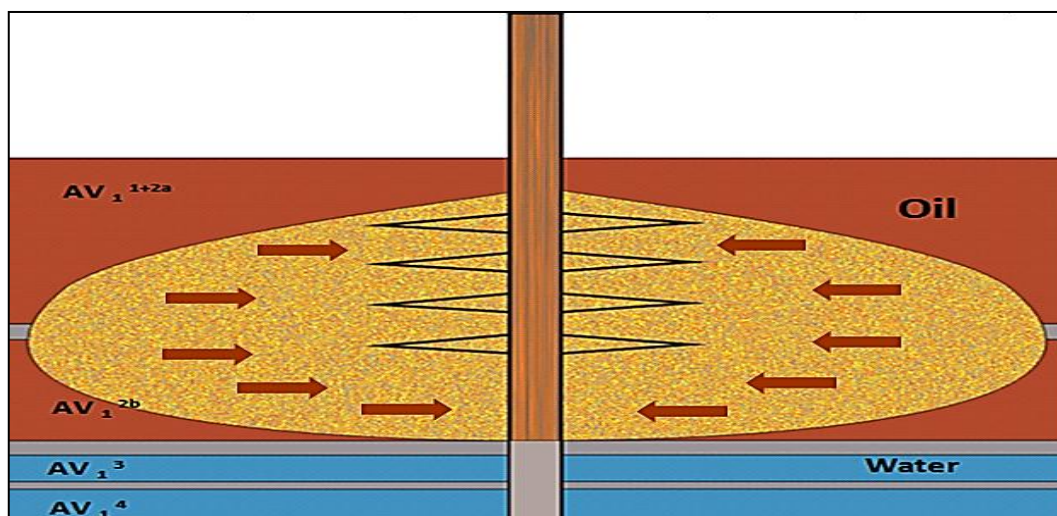


Рисунок 11 – Дизайн трещины при ГРП пласта АВ1

Технология ГРП широко применяется при разработке низкопродуктивных объектов на многих месторождениях Западной Сибири. Как метод увеличения нефтеотдачи ГРП наибольшее распространение получил при разработке низкопродуктивного пласта АВ1 1-2.

Самыми важными параметрами дизайна ГРП являются полудлина (особенно при работе с низкопроницаемыми пластами) и проводимость трещины. Существует много скважин, в которых потенциально продуктивная зона находится на несколько метров выше водоносного горизонта (АВ1 1-3). В таких скважинах нельзя провести ГРП с применением традиционных сшивателей. В результате невозможно оптимизировать добычу из скважины, что часто ведет к потере извлекаемых запасов.

Применение линейных гелей позволяет получить требуемые параметры (длину и проводимость) трещины и одновременно увеличить добычу нефти и сократить риск попадания в водоносную зону. Линейный гель представляет собой воду, загущенную полимером без перекрестных связей, и имеет вязкость от 4 до 64 мПа·с (в зависимости от количества загружаемого полимера).

Необходимую вязкость можно получить путем добавления органических или химически измененных полимеров.

На Советском месторождении применяется комбинация линейного геля и сшитых жидкостей, если глинистая перемычка между пластами АВ1 1-2 и АВ1 1-3 составляет менее 6 м, видно, что трещина ГРП распространилась в обводненную часть пласта. После проведения ГРП с использованием линейного геля трещина осталась в продуктивной части пласта. На Советском месторождении насчитывается большое число скважин старого и нового фондов, в которых ГРП не проводился из-за близко расположенного водяного пласта. Для эффективной стимуляции данных скважин необходимо применять нетрадиционные технологии ГРП пласта.

3.7 Технология J-FRAC

Многие нефтяные и сервисные компании пытались применять различные технологии по предотвращению прорыва трещин и ограничения их вертикального роста. Большая часть таких попыток успеха не приносила. Компанией Schlumberger разработана и успешно применяется комбинированная технология по контролю за вертикальным ростом трещины. Эта запатентованная технология J-FRAC, применяемая перед основным ГРП, использует избирательную закачку искусственных барьеров, а также специальные системы жидкостей и графики закачки. Показано, что внедрение новой технологии решает проблему контроля высоты трещины в условиях, при которых отмечается риск несдерживаемого роста трещин в ходе ГРП на месторождениях Западной Сибири.

В Западной Сибири, где обычным требованием к ГРП является высокая проводимость трещины — закачивается проппант крупных размеров (12/18 и крупнее) и средней прочности при технологии (TSO) концевого экранирования, рост трещины в высоту тем более является одной из основных причин преждевременных остановок («стопов») при ГРП. Размещение проппанта вне продуктивной зоны при росте трещины, а также его недозакачка из-за

преждевременной остановки в свою очередь снижают продуктивность трещины.

В качестве определения технологии может быть приведено следующее: J-FRAC-технология по улучшенному сдерживанию вертикального роста трещины включает в себя размещение смеси различных твердых и специальных материалов, от крупного до мелкого размера, закачиваемой между буфером и проппантными стадиями или на протяжении стадии буфера, которая «блокирует» и «изолирует» давление на (и проникновение жидкости через) зоны барьеров.

J-FRAC материал — это смесь определенного размера твердых частиц — подобранных в специальном соотношении для идеальной упаковки и минимальной проницаемости.

Последовательность закачки J-FRAC состоит в размещении смеси J-FRAC между стадией буфера и проппантными стадиями основной работы — с маленькой концентрацией $\sim 120 \text{ KgPA}$ ($\sim 1 \text{ кг/м}^3$), затем закачивается запланированная работа ГРП.

Назначение крупных частиц в смеси — создать механический мост на глинистых барьерах, а две более мелкие фракции частиц используются для устранения утечек через крупные. Без мелких частиц жидкость (а соответственно, и давление) проходила бы сквозь крупные частицы и продолжала развивать трещину в вертикальном направлении, создавая «зону смыкания», что приводит к прорыву жидкости ГРП из зоны интереса и часто к незамедлительной остановке работы («стопу»).

Как правило, последствиями этого являются нежелательная геометрия трещины, дебит скважины ниже запланированного, дополнительные расходы на работы по ЗР ГРП и необходимость в повторных ГРП по пласту.

3.7.1 Применения технологии на Советском месторождении

Основной объект разработки по месторождению — пласт АВ1 — песчаник очень мелкой слоистости с перемежением глинистых пропластков.

Общая мощность пласта обычно в интервале 16-45 метров. Пласт подразделяется на следующие секции — АВ1(1+2а+2б+3+4). Одной из характеристик пласта АВ1 является макронеоднородность, верхние пропластки имеют большее содержание глин, так, пласт АВ1(1) является наиболее заглинизированным.

В целом русловые песчаники Советского месторождения имеют распределение пластовых характеристик с улучшением от кровли к подошве.

С точки зрения разработки пласта очевидно, что нижние пропластки АВ1(2б+3+4) выработают запасы раньше, чем верхние заглинизированные пропластки АВ1(1+2а). Советского месторождения таково, что большинство остаточных запасов содержится в пласте АВ1(1+2а), в то время как нижние пласты обводнились. Пласт АВ1(1+2а) имеет общую мощность 16 м — в среднем по месторождению), что составляет примерно половину от средней общей мощности пласта АВ1.

По Советскому месторождению — пласты АВ1(4) и АВ-2 — по большинству скважин первоначально были нефтенасыщены, и скважины показывали относительно высокие дебиты на начальных стадиях разработки. Однако со временем пласты АВ1(4) и АВ-2 практически полностью обводнились, и скважины были переведены на объект АВ1(1+2). Успех работ по ГРП основывается на необходимости сдержать трещину гидроразрыва в интервале пласта АВ1(1+2) с предотвращением прорыва в нижние зоны, иначе продукция скважины будет иметь высокую обводненность (>80%), что будет означать некупаемость работы ГРП, а также потерю запасов по пласту.

В течение разработки пласта «Рябчик» многие компании предпринимали попытки ГРП с тем, чтобы повысить нефтеотдачу пласта. Однако слабый барьер и обводненный пласт снизу зачастую приводили к неудачным результатам.

Различные техники и технологии применялись для избежания прорыва трещины вниз — такие как вязкоэластичные жидкости ГРП, жидкости на

полимерной основе низкой вязкости, различные технологии отклонения трещины (DivertaFRAC*) — но до сих пор без определенного успеха.

После детального пересмотра накопленного опыта работ по данному пласту, а также первоначальных успехов технологии J-FRAC в других регионах Западной Сибири специальная смесь и метод ее размещения были применены для пласта «Рябчик».

Сравнение результатов технологии J-FRAC с обычными работами ГПП

По Советскому месторождению проведено 36 работ ГПП по технологии J-FRAC. Было проведено сравнение этих 36 работе 11 ГПП по стандартной технологии. В таблице 4 дан анализ осредненного сравнения сравнения разных подходов. Как видно, J-FRAC-технология дала меньшие дебиты, чем обычный ГПП

Таблица 4 – Анализ осредненного сравнения разных подходов.

Информация по дебитам после ГПП, пласт «Рябчик», месторождение Советское		
Параметры работы после ГПП	J-FRAC	Обычный ГПП
Средняя обводненность	46%	75%
Средний дебит жидкости	57 м3/сут	170 м3/сут
Средний дебит нефти	26 т/сут	31 т/сут

Очень важно отметить, что J-FRAC-технология не является единственным верным решением для любой скважины пласта «Рябчик», но она действительно обеспечивает выбор и значительно увеличивает количество кандидатов ГПП. Окончательное решение по подбору технологии может быть сделано лишь после оценки информации по каротажным материалам, мощности барьера, характера насыщения каждого из пластов, пластового давления, проницаемости пластов — с тем чтобы предсказать и оценить риск обводнения продукции и продуктивность трещины после каждого из методов. Качество цементного камня, угол отклонения, а также длина интервала перфорации в свою очередь могут изменить выбор стратегии на ГПП.

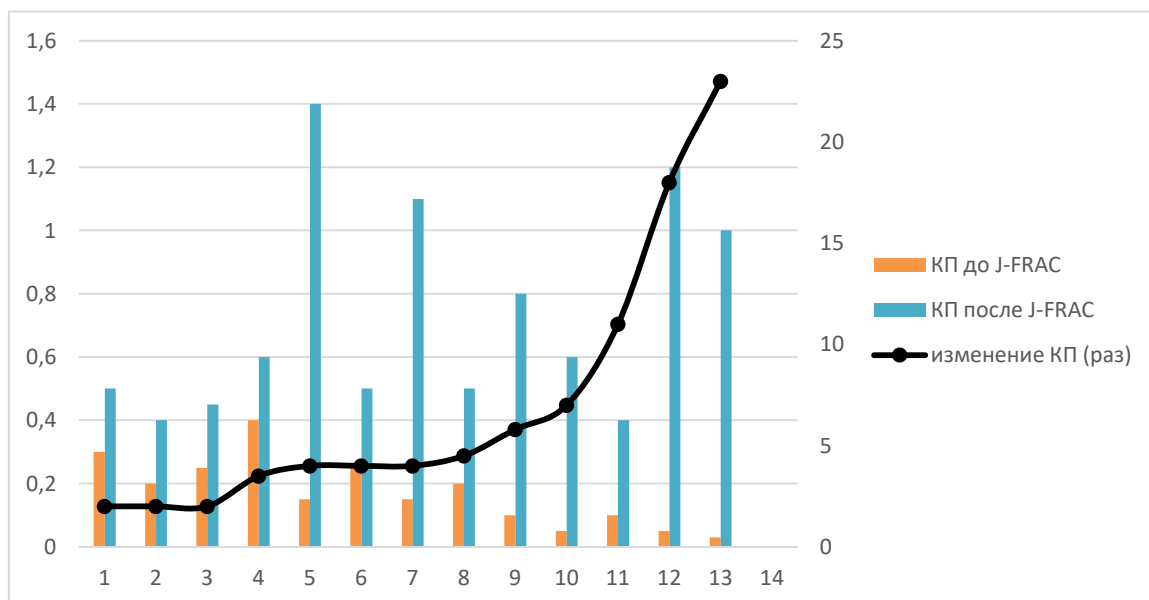


Рисунок 12 – Результаты анализа коэффициента продуктивности (КП) после J-FRAC

На рисунке как доказательство эффективности метода, приведены результаты анализа коэффициента продуктивности (КП) после J-FRAC. Несмотря на то, что технология подразумевает ограниченные размеры трещины, концентрацию пропанта, эффективную проницаемость, J-FRAC приводит к значительному росту продуктивности скважины после обработки. Отмечается средний рост КП в 5 раз после обработки. Такое очень высокое значение роста КП было получено в основном благодаря существующему значительному положительному скин-эффекту перед производством ГРП, что еще раз говорит о необходимости гидроразрыва на данных скважинах.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК

Основной вид деятельности предприятия – это добыча нефти и газа на территории Томской и Тюменской областей.

Основная зона деятельности компании Томская область. ОАО «Томскнефть» ВНК крупнейший налогоплательщик, обеспечивающий долю 30% от налоговых платежей в бюджет области. Предприятие добывает до 65% от общего объема добычи нефти в Томской области. Основной базовый город томских нефтяников Стрежевой. Население Стрежевого - около 42,4 тысячи человек.

Территория деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК составляет более 42 тысяч кв.км. Площадь лицензионных участков - свыше 26 тысяч кв.км. Главная отличительная черта нашей географии: разбросанность месторождений, они находятся в труднодоступных Васюганских болотах и на неосвоенных землях. Степень заболоченности Томской области достигает 37%.

ОАО «Томскнефть» ВНК является владельцем 24 лицензий на добычу нефти и газа на месторождениях Томской области, 7 лицензий на право пользования недрами в ХМАО, 7 лицензий на геологическое изучение с дальнейшей добычей углеводородного сырья. Кроме того, ОАО «Томскнефть» ВНК является агентом на разработку двух лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть». Остаточные извлекаемые запасы предприятия составляют более 300 млн тонн.

Акционерами ОАО «Томскнефть» ВНК являются ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть», которым принадлежат по 50% акций Общества.

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятий по уменьшению геологических и технологических рисков при проведении операции ГРП пласта АВ1 на Советском нефтяном месторождении

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии миссионных процессов, сопровождающего-контроля качества ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга.

Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D-изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим она существенно отличается от акустических методов, например, кросс-дипольного каротажа, применяемых для оценки азимута разрыва вблизи ствола скважины ГРП. Микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга ГРП являются актуальными.

Суть микросейсмического мониторинга заключается в регистрации сейсмоз-компаний, разрабатывающих технологии миссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП.

Для наблюдений применяются стандартные разработки трудноизвлекаемых запасов. трехкомпонентные многоточечные цифровые зонды с управляемым прижимом или зонды с перманентным размещением в скважине (иногда применяется технология наблюдений непосредственно в скважине ГРП при помощи специального малоканального оборудования, однако в настоящее время она пока не предоставляет достаточно полных результатов и здесь не рассматривается).

Технология скважинного микросейсмического мониторинга ГРП, несмотря на более высокую стоимость работ по сравнению с наземной

технологией, часто является единственным для контроля ГРП, например, в условиях глубокозалегающих целевых пластов и при приоритете задач контроля развития трещинной зоны ГРП по высоте с целью прогноза прорыва трещины в соседние водонасыщенные горизонты. Однако сдерживающим фактором здесь является наличие подходящих скважин-кандидатов техногенными помехами, например, токов для наблюдений. Следует отметить, что, например, для пилотных проектов надежным решением является синхронное наблюдение в двух и более скважинах, как и в случае применения скважин из старого фонда или временно выведенных из эксплуатации.

Поэтому основные перспективы целесообразно связать с широким применением колтюбинговых технологий и соответствующим оборудованием для производства наблюдений (слим-зонды). Это позволит существенно уменьшить технологические риски, обеспечить надежное выполнение запланированных задач контроля качества ГРП и сэкономить существенные средства.

Согласно бизнес-плану ОАО «Томскнефть» ВНК предприятие» на 2017 год запланировано проведение 4-х ГРП пласта АВ1 на скважинах Советского месторождения.

Цена одной тонны реализуемой нефти расчетного периода по отчетным кварталам 2015 года – 14200 руб. Себестоимость 1 т. нефти – 7472 руб. Стоимость одной скважиной операции – 7650 тыс. руб. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин – 0,97. Средний прирост дебита нефти в первом квартале 2015 года ожидается 13,1 т/сут с одной скважино-операции.

В таблице 4 представлены исходные данные для расчета.

Таблица 4 – Исходные данные для расчета эффективности ГРП

Показатель	Ед. изм.	2016			
		1й кв.	2й кв.	3й кв.	4й кв.
Прирост дебита нефти (Δq) (1скв)	т/сут.	13,1	12,9	11	9,3
Квартальный прирост дебита нефти (ΔQ_t) (4 скв.)	тыс.т	6,74	5,72	4,88	4,12
Количество мероприятий ($N_{скв}$)	ед.	5	0	0	0
Цена скважинной операции	тыс.руб	7650			
Прирост выручки (ΔB)	тыс.руб.	95 680	81 202	69 242	58 541
Затраты на проведение мероприятий ($Z_{мер}$)	тыс.руб.	38 250	0	0	0
Капитальные затраты	тыс. руб.	0	0	0	0
Коэффициент эксплуатации	коэф.	0,97	0,97	0,97	0,97
Норма дисконта E	%	10	10	10	10
Средняя себестоимость нефти (C)	руб./т	7472	7472	7472	7472
Цена нефти	руб./т	14200	14200	14200	14200
Налог на прибыль ($N_{пр.}$)	%	20	20	20	20
Налог на имущество	%	2,2	2,2	2,2	2,2

Текущие затраты на проведение работ по реализации мероприятия включают в себя затраты на ГТМ и на дополнительную добычу нефти (себестоимость нефти).

В рассматриваемом проекте в расчете не будут учитываться капитальные затраты, ввиду их отсутствия при проведении ГРП.

Методика расчета эффективности мероприятия приведена ниже.

Поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{ПДН}_t = B_t - Z_t - H_t, \quad (4.1)$$

где, B_t – выручка, тыс. руб.;

Z_t – текущие затраты;

H_t – налоги, тыс. руб.

Выручка от дополнительно добытой нефти:

$$\Delta B_t = \Pi \cdot \Delta Q_t, \quad (4.2)$$

где, Π – цена 1 тонны нефти, руб.

ΔQ_t – дополнительная добыча за квартал.

Прирост добычи нефти от ГРП в квартал составит:

$$\Delta Q_t = \Delta q \cdot T_k \cdot K_{\text{экс}} \cdot N_{\text{скв}} \quad (4.3)$$

где: Δq – прирост дебита в сутки, т/сут.;

T_k – количество календарных дней в периоде, сут.;

$K_{\text{экс}}$ – коэффициент эксплуатации;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин.

Прирост выручки от дополнительной добычи нефти:

$$\Delta B_{1\text{кв.}} = \Pi \cdot \Delta Q_t$$

Текущие затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_t = Z_{\text{допт}} + Z_{\text{мер}}. \quad (4.4)$$

где, $Z_{\text{допт}}$ – дополнительные затраты;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия.

$$Z_{\text{допт}} = Z_{\text{пер-ые}} = C \cdot d_{\text{пер}} \cdot \Delta Q_t \quad (4.5)$$

где, ΔQ_t – прирост добычи в квартал, тыс.т.

Налог на прибыль рассчитывается:

$$H_{\text{пр.1кв.}} = \Pi_{\text{нал.обл.}} \cdot N_{\text{пр}} / 100 = 15789,63 \cdot 24 / 100 \quad (4.6)$$

где, $\Pi_{\text{нал.обл.}}$ – прибыль налогооблагаемая, тыс. руб.;

$N_{\text{пр.}}$ – ставка налога на прибыль, 20%

$$\text{ПДН}_{1\text{кв.}} = \Delta B_{1\text{кв.}} - Z_{1\text{кв.}} - H_{\text{пр}}$$

Накопленный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН} \quad (4.7)$$

$$\text{НПДН}_{1\text{кв.}} = \text{ПДН}_{1\text{кв.}}$$

Дисконтированный поток денежной наличности определяется по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \text{ПДН}_t \cdot K_d \quad (4.8)$$

где, K_d – коэффициент дисконтирования, доли единиц.

$$K_d = \left(1 + \frac{E_{\text{нп}}}{4}\right)^{T_p - t} = \left(1 + \frac{0,1}{4}\right)^0 = 1 \quad (4.9)$$

$E_{\text{нп}}$ – ставка дисконтирования, доли единиц;

Чистая текущая стоимость определяется по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t$$

$$\text{ЧТС}_{1\text{кв.}} = \text{ДПДН}_{1\text{кв.}} \quad (4.10)$$

Индекс доходности капитала можно определить по формуле:

$$\text{ИД} = 1 + (\text{ЧТС}/3), \quad (4.11)$$

Результаты расчетов представлены в табл. 4.2.

В соответствии с формулой (4.11), вычисляем ИД для проекта:

$$\text{ИД} = 1 + 63175/38250 = 2,65 \text{ ед.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет экономической эффективности мероприятия

Показатели	2016г.				Всего
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	
Прирост добычи, тыс. т.	6,74	5,72	4,88	4,12	21,46
Прирост выручки, тыс. руб.	95680	81202	69242	58541	304664
Текущие затраты, тыс. руб.	88596	42728	36435	30804	198564
Затраты на мероприятие, тыс. руб.	38 250	0	0	0	38250
Затраты на дополн. добычу, тыс. руб.	50346	42728	36435	30804	160314
Прирост прибыли, тыс. руб.	7083	38474	32807	27737	106101
Налог на прибыль, тыс. руб.	9067	7695	6561	5547	21220
ПДН, тыс. руб.	-1983	30779	26246	22189	77231
НПДН, тыс. руб.	-1983	28796	55041	77231	
Коэффициент дисконтирования	1	0,9	0,81	0,73	
ДПДН, тыс. руб.	-1983	27701	21259	16198	63175
ЧТС, тыс. руб.	-1983	25718	46977	63175	

4.3 Анализ эффективности ГТМ при определённой степени риска и при благоприятных факторах

Для оценки чувствительности проекта необходимо подсчитать ЧТС и НПДН при заданных вариациях параметров.

Расчет чувствительности проведения ГРП на скважинах Советского месторождения был произведен при следующих диапазонах изменения параметров: текущие затраты (–10 %; +30 %); дополнительная добыча нефти (–30 %; +10 %); ставка налога на прибыль (–10 %; +10 %); цена на нефть (–20 %; +20 %).

Рассчитанные экономические показатели при изменении факторов занесены в (таблицах 6-10).

Таблица 6 - Расчет экономической эффективности ГРП при изменении затрат на мероприятие

Показатели	-10%				30%			
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Прирост добычи, тыс. т	6,74	5,72	4,88	4,12	6,74	5,72	4,88	4,12
Прирост выручки, тыс. руб.	95680	81202	69242	58541	95680	81202	69242	58541
Текущие затраты, тыс. руб.	84771	42728	36435	30804	100071	42728	36435	30804
Затраты на мероприятие, тыс. руб.	34425	0	0	0	49725	0	0	0
Затраты на дополн. добычу, тыс. руб.	50346	42728	36435	30804	50346	42728	36435	30804
Прирост прибыли, тыс. руб.	10908	38474	32807	27737	-4392	38474	32807	27737
Налог на прибыль, тыс. руб.	9067	7695	6561	5547	9067	7695	6561	5547
ПДН, тыс. руб.	1842	30779	26246	22189	-13458	30779	26246	22189
НПДН, тыс. руб.	1842	32621	58866	81056	-13458	17321	43566	65756

Продолжение таблицы 6

Показатели	-10%				30%			
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Коэффициент дисконтирования	1	0,9	0,81	0,73	1	0,9	0,81	0,73
ДПДН, тыс. руб.	1842	27701	21259	16198	-13458	27701	21259	16198
ЧТС (Q _н), тыс. руб.	1842	29543	50802	67000	-13458	14243	35502	51700

Таблица 7 - Расчет экономической эффективности ГРП при изменении дополнительной добычи

Показатели	-30%				30%			
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Прирост добычи, тыс. т	4,72	4,00	3,41	2,89	8,76	7,43	6,34	5,36
Прирост выручки, тыс. руб.	66976	56841	48469	40979	124384	105562	90014	76103
Текущие затраты, тыс. руб.	73492	29910	25504	21563	103700	55547	47365	40045
Затраты на мероприятие, тыс. руб.	38250	0	0	0	38250	0	0	0

Продолжение таблицы 7

Показатели	-30%				30%			
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Затраты на дополн. добычу, тыс. руб.	35242	29910	25504	21563	65450	55547	47365	40045
Прирост прибыли, тыс. руб.	-6517	26932	22965	19416	20683	50016	42649	36058
Налог на прибыль, тыс. руб.	6347	5386	4593	3883	11787	10003	8530	7212
ПДН, тыс. руб.	-12863	21545	18372	15533	8897	40013	34119	28846
НПДН, тыс. руб.	-12863	8682	27054	42586	8897	48909	83029	111875
Коэффициент дисконтирования	1	0,9	0,81	0,73	1	0,9	0,81	0,73
ДПДН, тыс. руб.	-12863	19391	14881	11339	8897	36011	27637	21058
ЧТС (Qн), тыс. руб.	-12863	6527	21409	32747	8897	44908	72545	93602

Таблица 8 - Расчет экономической эффективности ГРП при изменении налога на прибыль

Показатели	-10%				10%			
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Прирост добычи, тыс. т.	6,74	5,72	4,88	4,12	6,74	5,72	4,88	4,12
Прирост выручки, тыс. руб.	95680	81202	69242	58541	95680	81202	69242	58541
Текущие затраты, тыс. руб.	88596	42728	36435	30804	88596	42728	36435	30804
Затраты на меропр., тыс. руб.	38250	0	0	0	38250	0	0	0
Затраты на дополн. добычу, тыс. руб.	50346	42728	36435	30804	50346	42728	36435	30804
Прирост прибыли, тыс. руб.	7083	38474	32807	27737	7083	38474	32807	27737
Налог на прибыль, тыс. руб.	4533	3847	3281	2774	13600	11542	9842	8321
ПДН, тыс. руб.	2550	34626	29526	24963	-6517	26932	22965	19416
НПДН, тыс. руб.	2550	37176	66703	91666	-6517	20415	43380	62796
Коэффициент дисконтирования	1	0,9	0,81	0,73	1	0,9	0,81	0,73
ДПДН, тыс. руб.	2550	31164	23916	18223	-6517	24238	18602	14174
ЧТС (Qн), тыс. руб.	2550	33714	57630	75853	-6517	17722	36323	50497

Таблица 9 - Расчет экономической эффективности ГРП при изменении цены на нефть

Показатели	-20%				20%			
	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.	1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Прирост добычи, тыс. т	6,74	5,72	4,88	4,12	6,74	5,72	4,88	4,12
Прирост выручки, тыс. руб.	76544	64961	55394	46833	114816	97442	83090	70249
Текущие затраты, тыс. руб.	88596	42728	36435	30804	88596	42728	36435	30804
Затраты на мероприятие, тыс. руб.	38250	0	0	0	38250	0	0	0
Затраты на дополн. добычу, тыс. руб.	50346	42728	36435	30804	50346	42728	36435	30804
Прирост прибыли, тыс. руб	-12053	22233	18959	16029	26219	54714	46655	39445
Налог на прибыль, тыс. руб.	5239	4447	3792	3206	12894	10943	9331	7889
ПДН, тыс. руб.	-17292	17787	15167	12823	13325	43771	37324	31556
НПДН, тыс. руб.	-17292	495	15661	28484	13325	57097	94421	125977
Коэффициент дисконтирования	1	0,9	0,81	0,73	1	0,9	0,81	0,73
ДПДН, тыс. руб.	-17292	16008	12285	9361	13325	39394	30233	23036
ЧТС (Q _н), тыс. руб.	-17292	-1284	11001	20362	13325	52720	82952	105988

Таблица 10 - Чистая текущая стоимость, тыс. руб.

Показатели	Значение показателя, тыс. руб.						
	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%
ЧТС (баз) тыс. руб.				63175			
ЧТС (Qн) тыс.руб.	32747						93602
ЧТС (Цн) тыс. руб.		20362				105988	
ЧТС (З) тыс. руб			67000				51700
ЧТС (Нпр) тыс. руб.			75853		50497		

Из результатов проведенных расчетов можно сделать следующие выводы: гидравлический разрыв окупает себя в этот же год эксплуатации обработанной скважины. Диаграмма чувствительности проекта показывает, что расчетные ЧТС при различных вариациях показателей находятся в положительной области, это означает, что проект не подвержен к риску и является эффективным.

На основании экономического анализа предлагаемых мероприятий можно сделать вывод, что в результате проведения этих мероприятий мы получим дополнительную добычу нефти, соответственно прибыль, что является экономически выгодно и целесообразно для предприятия.

Можно порекомендовать дальнейшее применение гидроразрыва пласта пласта АВ1 на скважинах Советского месторождения.

Диаграмма чувствительности проекта к риску представлена на рисунке 10.

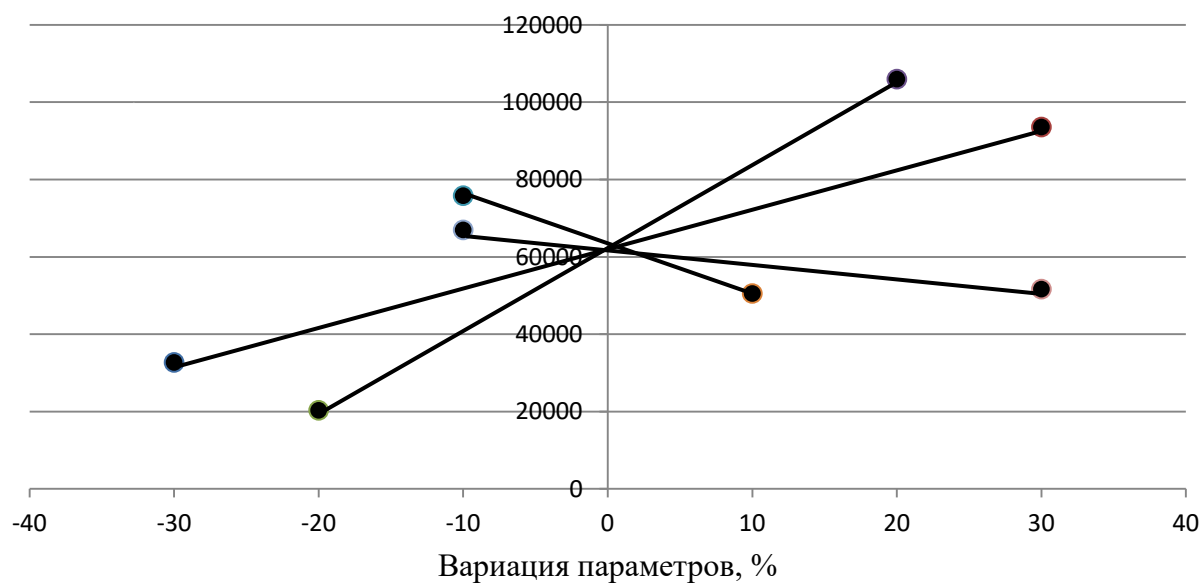


Рисунок 13 – Диаграмма чувствительности проекта к риску

5 Социальная ответственность в организации при проведении ГРП

Основные производственные цеха и участки расположены непосредственно на месторождении. Основными функциональными задачами управления его цехов является добыча и подготовка нефти и газа, перекачка нефти в магистральные нефтепроводы. Под разработкой нефтяных месторождений понимается осуществление процесса движения жидкостей (нефть, вода) и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимов работы скважин и балансом пластовой энергии.

Нефтедобывающее оборудование состоит из наземных и подземных сооружений – скважин, нефтепроводов, водоводов, емкостей, находящихся в соприкосновении с влажными грунтами, грунтовыми водами, а также с протекающими в них газами и жидкостями. Эти сооружения, контактируя с окружающей средой, подвергаются постоянному разрушению в следствии коррозии. Процесс разрушения металла под воздействием окружающей среды для объектов нефтегазодобывающего управления, как и в целом для нефтяных районов Западной Сибири, наносит серьезный экологический и экономический ущерб.

5.1 Производственная безопасность

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений могут возникать различные аварии, при ликвидации которых возникают опасные и вредные производственные факторы (таблица 11). Все работы, которые выполняют цеха добычи, непосредственно связаны с добычей нефти и газа и являются неотъемлемой частью деятельности месторождения. Поэтому состояние травматизма, профессиональных заболеваний и вызывающих их причин, а также степень риска берется по месторождению в целом.

Таблица 11 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен.1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Промывочные работы на скважинах. Работы в емкостях, блоках автоматики. Ремонт скважин	1. Неудовлетворительные метеоусловия 2. Недостаточная освещенность 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повышение уровня шума 5. Повышение уровня вибрации	1. Статическое электричество 2. Электрический ток 3. Движущиеся машины и механизмы 4. Сосуды, работающие под давлением	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566-96 СП 52.13330.2011 ПБ 035762003 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ

5.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

5.1.1.1 Неудовлетворительные метеоусловия района при проведении работ на открытом воздухе

Работы на нефтегазодобывающих предприятиях часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: нормально при температуре 18°C влажность должна находиться в пределах от 35 до 70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - с повышенной влажностью. Как то, так и другое, отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

При работе на открытом воздухе правилами безопасности 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 (культбудки).

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 [16].

5.1.2 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

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

- Световой поток должен достаточно 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;
- На полу в проходах не должно быть резких и глубоких теней;
- Освещение должно быть взрывобезопасное и как в помещениях, так и наружных установок, где возможно образование опасных по взрыву и пожару смесей.

Для кустов, скважин установлены следующие нормы электрического освещения (в люксах):

- Устья нефтяных скважин, станки - качалки 10
- Будки с аппаратурой электро-погружных насосов 10

Рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин:

- Устье скважины 25
- Подъемная мачта 2

5.1.3 Вредные вещества, присутствующие при эксплуатации и ремонте скважин

Помимо вредных веществ, применяемых при эксплуатации месторождения, существуют вредные вещества, которые в процессе эксплуатации и ремонта скважин могут поступать в рабочую зону в качестве продуктов сгорания топлива (в котельных установках, двигателях внутреннего сгорания): углерода (сажи), диоксида углерода, оксида углерода, каменноугольной смолы и др. Кроме того, возможно поступление вредных веществ к устью скважины из недр: углеводородов (метан CH_4 и др.), сероводорода H_2S и др [17].

Предельно допустимые концентрации вредных веществ представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Предельно допустимые концентрации основных вредных веществ (ГОСТ 12.1.007-76)

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Агрегатное состояние
Кислота соляная	5	2	Пары
Кислота серная	1	2	Аэрозоли
Масла минеральные (нефтяные) ГОСТ 20799 - 75	5	3	Аэрозоли
Метан (в пересчете на С)	300	4	Газ
Метанол	5	3	Пары
Метилмеркаптан	0.8	2	Пары
Сероводород	10	2	Пары и газы
Сероводород в смеси с углеводами С ₁ -С ₅	3	3	Пары и газы
Сода каустическая	0.5	2	Смесь паров, аэрозоли
Углерод оксид	20	4	Пары и газы
Хроматы, бихроматы (в пересчете на СО ₃)	0.01	1	Аэрозоли

5.1.4 Превышение уровней шума

При работе со скважиной кроме химических веществ вредное влияние также оказывает производственный шум в закрытых помещениях. В таблице 13 приведены допустимые уровни звукового давления. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники [18].

Таблица 13 - Допустимые уровни звукового давления

Объект	Рабочее место зона	Уровень звука, дБ	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000

Передвижная подъемная лебедка	В кабине при закрытом окне и двери	113	104	106	106	109	107	102	96	89
Агрегат	В кабине (подъем)	-	100	89	96	95	96	94	87	80
«Бакинец-3М»	На устье (спуск)	-	-	86	84	85	84	80	78	73

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

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

5.1.5.1 Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;

- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год [19].

5.1.5.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварке

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000– 4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4–6 м. При неисправности электрооборудования может произойти

воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами.

5.2 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

1. Нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природо-охранных требований;
2. Загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
3. Загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
4. Развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

5. Сокращение площадей пастбищ и соответственно, поголовья скота;

6. Сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;

7. Нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;

8. Сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

9. Сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Приобского месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

Экологические исследования района работ включают в себя: анализ «исходного состояния» района; подробное описание состояния имеющихся уровней загрязнения; экологический инвентарь района (болот, озер, рек, лесов, тундры, торфяников); гидробиологические исследования рек и водоемов; составление гидрогеологической карты и карты растительности; подготовка комплекта документации с оценкой ущерба окружающей среды.

Общими мерами по охране окружающей среды являются: сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования; высокая степень утилизации нефтяного газа; оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания. Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним

обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

5.2.1 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

При добычи нефти от кустовых площадок выделяются УГВ, которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы УГВ на технической площадке ДНС складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры. Значительные выбросы происходят на линейной части нефтепроводов.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы ДВС, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- частичная утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- на предприятии должен быть разработан план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе [20].

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 14).

Таблица 14 –выбросы газов, содержащие вредные вещества (ГОСТ 12.1.007-76)

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9.140	298.8
4	Сажа	0.15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0.041	1.290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Нефтяные резервуары необходимо оборудовать клапанами в северном исполнении типа КДС в комплексе с дисками-отражателями и ГУС.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

Обо всех выбросах вредных веществ, в случае аварии, НГДУ должно сообщать в установленном порядке Комитету по охране природы по территориальной принадлежности [18].

5.2.3 Источники загрязнения водных объектов

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

1. поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
2. загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
3. попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
4. поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, ремонт оборудования;
5. Снижение давления нагнетания в зоне ведения закачки по пласту;
6. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
7. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
8. Контроль качества сварных швов;
9. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
10. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
11. Бетонирование кустовых площадок с бортиком по периметру;
12. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на ДНС.
13. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
14. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

За последние 5 лет на Приобском месторождении заменены практически все нефтепроводы и водоводы, а в летний период, в эти же сроки, проводится рекультивация замазученных территорий.

5.2.4 Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $1/3$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.
- По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:
 - осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;
 - засыпка шламового амбара привозным грунтом;
 - устройство лежневого настила поверх территории амбара;
 - укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;

– планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения и освоения скважин, хозяйственно-бытовых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения - на территории буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар.

Так как отходы бурения, находящиеся в амбарах содержат значительное количество нефти, то необходимо выполнять ряд работ в следующей последовательности:

1. Разделение фаз отходов бурения в шламовых амбарах методом отстоя;
2. Сбор и откачка наиболее обогащенного нефтью верхнего слоя жидкой фазы отходов бурения.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.
2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав мехспособом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

Работы проводятся согласно «Временной инструкции по ликвидации аварийных проливов нефти с водных и грунтовых поверхностей» (1989 г., НПО «Техника и технология добычи нефти»).

5.3 Чрезвычайные ситуации

При разработке месторождения возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. Техногенного характера (пожары, взрывы, аварии, газонефтеводопроявления);
2. Природного характера (землетрясения, оползни, обвалы, заморозки)

При проведении гидравлического разрыва пласта, а также при различных ремонтах скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При определенной концентрации

и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газозоудная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с нормами и правилами в области промышленной безопасности («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности») техника безопасности при производстве ГРП заключается в следующем:

- к работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте;
- общее руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель - представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ, не предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение;
- руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов, нефти на рабочий персонал, а так же взрыва и пожара;
- имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;
- руководитель и его помощники оборудуются портативными средствами связи;

- опасная зона с трубопроводами и линиями высокого давления обозначаются специальными сигнальными знаками с надписями;
- работы по ГРП, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках;
- в темное время суток ГРП разрешается проводить только в случае если обеспечивается освещенность устья скважины и зоны высокого давления не менее 26 лк и шкал контрольно-измерительных приборов - 50 лк.
- все транспортные средства не задействованные в проведении ГРП должны быть удалены на безопасное расстояние - не менее 50 метров от зоны линий высокого давления;
- все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению;
- при проведении ГРП рабочий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны;
- при работе с химреагентами персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые перчатки, кирзовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выявлены риски, которые могут возникнуть при выполнении операции гидравлического разрыва пласта АВ1 на Советском нефтяном месторождении.

Полностью исключить риски при проведении ГРП невозможно, поскольку существует неопределенность, связанная с геологическим строением и механическими свойствами пласта, состоянием колонны и поведением жидкости ГРП, а также риски, обусловленные выходом из строя оборудования.

Список использованных источников

1. Нефть и газ Томской области. Сборник документов и материалов. / А.П. Акаченко, А.В. Одинецкий, В.А. Демидова – Томск: Томское книжное издательство, 1988. – С. 17.
2. Проект разработки Советского месторождения. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть» Багаутдинов А.К., Торопова Н.А., Поварницын С.В., Худякова О.Н. и др, 2009. 500 с.
3. Анализ разработки Советского месторождения с уточнением технологических показателей до 2010 г. (заключительный отчет), тема 89.81, СибНИИНП. Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 2008, 213 с.
4. Системы газоснабжения предприятий / Курюкин С.А – Москва, 1998. – С.22.
5. Хайдер А.М. и др. Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов // Нефтяное хозяйство. 2008. № 11.
6. Жданов С.А., Константинов СВ. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин // Нефтяное хозяйство. -1995.- № 9.-С. 24-25.
7. Гусев, С. В. Анализ эффективности гидроразрыва пластов на месторождениях по «Юганскнефтегаз» [Текст] / С. В. Гусев, Я. Г. Коваль, И. С. Кольчугин. - Нефтяное хозяйство. – 1991. - 18 с.
8. Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений [Текст] / Ю. П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
9. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела [Текст] /А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – М.: ДизайнПолиграфСервис, 2007. – 560 с.
10. Лысенко, В. Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта [Текст] / В. Д. Лысенко. Нефтяное хозяйство. – 1999. – 18 с.

11. Никитин, А. Н. Применение комплекса исследований для определения геометрии трещины ГРП на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [Текст] / А. Н. Никитин. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – С. 35-37.
12. Усачёв, П. М. Гидравлический разрыв пласта [Текст] / П. М. Усачёв. – М.: Недра, 1986. – 165 с.
13. Экономидес, М. Унифицированное проектирование гидроразрыва пласта [Текст] / М. Экономидес, Р. Олни, П. Валько. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 221 с.
14. Панов Г.Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М. - Недра, 1986. – 342 с.
15. Багаутдинов А.К., Тропова Н.А., Поварницын С.В., Худякова О.Н., и др. Проект разработки Советского месторождения. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть», 2009.-500с.
16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования.
18. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Оующие требования.
19. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
20. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.