

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

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

БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на @ нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 553.98(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Ануфриев Константин Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Дозморов Павел Сергеевич	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Немцова О.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К.Г.—М.Н.		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
Р2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
в области организационно-управленческой деятельности		
Р6	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
Р7	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р8	Проявлять глубокую <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь использовать новые знания при обучении <i>сотрудников</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
Р9	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Чернова О. С.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Ануфриев Константин Игоревич

Тема работы:

Цели и методы масштабирования относительной фазовой проницаемости	
Утверждена приказом директора	3886/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.17
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по @у месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 3. Состояние разработки месторождения и эффективность проведенных мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

	5 Социальная ответственность Заключение
Перечень графического материала	Обзорная карта месторождений нефти и газа ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» Геологический разрез продуктивных пластов БВ6-БВ8 Геологический разрез продуктивных пластов БВ20-БВ21 Распределение долей накопленной добычи по объектам Динамика технологических показателей Сравнение проектных и фактических показателей разработки Распределение остаточных извлекаемых запасов
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Пожарницкая О.В.
Социальная ответственность	Немцова О. А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.17
---	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Дозморов П.С.		10.02.17	

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Ануфриев Константин Игоревич		

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Ануфриев Константин Игоревич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтегазовых месторождения
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности проведенных мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов на @ нефтяном месторождении (ХМАО)
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Пожарницкая О.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Ануфриев Константин Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Ануфриев Константин Игоревич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтегазовых месторождения
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является гидравлический разрыв пласта как один из способов стимуляции угольного пласта. Область применения: нефтегазодобывающими компаниями для увеличения метаноотдачи и предварительной дегазации пластов.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); предлагаемые средства защиты; (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	Вредные факторы: Повышенный уровень шума и вибраций, утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы: Электробезопасность; высокое электрическое напряжение, работы с высоким давлением, движущиеся машины и механизмы.
2. Экологическая безопасность: защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу	Воздействия на атмосферу: Продукты сгорания топлива при работе двигателей Воздействия на

(выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	гидросферу: загрязнение грунтовых вод химическими веществами. Воздействие на литосферу: Загрязнение почвы и грунтов химическими реагентами, Засорение почвы производственными и бытовыми отходами.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	При монтаже и демонтаже оборудования, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: Пожар, взрыв, выброс в окружающую среду вредных веществ. Пожары, вызванные коротким замыканием оборудования находящегося под напряжением или в результате несоблюдения техники безопасности рабочей бригады.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); Плановые инструктажи по технике безопасности, организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Ануфриев Константин Игоревич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 с., 8 рис., 7 табл., 15 источников.

Ключевые слова: @ месторождение, добыча, скважина, пласт, приток, нефть, залежь, объект.

Изъята первая глава в связи конфиденциальностью информации.

Нефтеносность и геологическое строение продуктивных пластов

@ месторождение является многопластовым. В разрезе слагающих пород выделено более двадцати продуктивных объекта (сверху вниз): пласт 1_1^3 V подсвиты, пласты 1_2^1 , 2_2^2 , 3_3 , 4_4 , 5_5 , 6_7 , 7_0 , 8_1^2 , 9_2^1 , 10_2^2 , 11_3 , 12_6 В свиты, 12_8 , 13_9 , 14_9^1 , 15_9^2 , 16_{17} , 17_{18-19} , 18_{18}^1 , 19_{19} , 20_{20-21} N свиты нижнего мела, пласт 16_1^1 , 17_1^{1a} – N свиты верхней юры.

Характеристика коллекторов продуктивных пластов

В пределах @ месторождения вскрыты продуктивные пласты: 1_1^3 , 2_2^1 , 3_2^2 , 4_3 , 5_4 , 6_5 , 7_0 , 8_1^2 , 9_2^1 , 10_2^2 , 11_3 , 12_6 , 13_8^1 , 14_9 , 15_9^1 , 16_9^2 , 17_{17} , 18_{18} , 19_{19} , 20_{20-21} , 5_1^{1a} , 6_1^1 в возрастном диапазоне от апта до верхней юры, имеющие неоднозначные текстурно-структурные, и, соответственно, литолого-физические параметры, обусловленные как условиями осадконакопления, так и последующими постседиментационными изменениями пород-коллекторов.

Во второй главе рассмотрели характеристика текущего состояния разработки месторождения.

@ месторождение находится на осложняющей третьей стадии разработки, которая в основном характеризуется снижением добычи нефти, низким темпом отбора нефти от НИЗ, уменьшением фонда скважин вследствие их обводнения. На @ месторождении за последние 8 лет отмечается более высокая тенденция падения уровней добычи нефти. Вновь вводимые и исторические скважины характеризуются более низкими показателями разработки, нежели ожидалось.

Проектный фонд в целом по месторождению реализован почти на 70%. В 2010 г. пробуренный фонд составил 20 единиц, что на 7 больше проектной

величины, однако отставание по добыче нефти составило 5%, чему причиной явились более низкие дебиты нефти при более высокой обводненности.

Общий фонд скважин – более 2000

Объектом исследования является: @ нефтяное месторождение.

Цель работы – провести анализ мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов на @ месторождении.

В результате исследования проанализированы результаты мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов.

Область применения: результаты исследований могут применяться в дальнейшем для рассмотрения вопросов эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи.

Экономическая эффективность представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

Список сокращений

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОАО – открытое акционерное общество

ДНС – дожимная насосная станция

ЦТП – центральный тепловой пункт

КНС – кустовая насосная станция

ТПЗ - топливо перерабатывающий завод

ППД – поддержание пластового давления

ГИС – геофизические исследования скважин

ВНК – водонефтяной контакт

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

ВНФ – водонефтяной фактор

ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы

ГС – горизонтальная скважина

БС – боковой ствол

БГС – боковой горизонтальный ствол

ГРП - гидроразрыв пласта

ЧНЗ – чисто-нефтяная зона

ПВР - прострелочно-взрывных работы

ОПЗ - обработка призабойной зоны

РИР - ремонтно-изоляционные работы

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ВПП - выравнивание профиля приемистости

Оглавление

Введение.....	13
1 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	15
1.1 Общие сведения о месторождении.....	15
1.2. Геологическое строение месторождения и залежей.....	18
1.3. Тектоника.....	22
1.4. Нефтеносность и геологическое строение продуктивных пластов.....	25
1.5. Характеристика коллекторов продуктивных пластов	36
1.6. Свойства и состав пластовых флюидов	37
1.7. Сведения о запасах углеводородного сырья.....	40
2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	42
3. Эффективность проведенных мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов.....	50
3.1 Бурение горизонтальных скважин (ГС)	52
3.2 Зарезка боковых стволов (БС и БГС)	54
3.3 Гидроразрыв пласта (ГРП)	59
3.4 Перфорационные методы (ПВР).....	73
3.5 Физико-химические обработки призабойных зон пласта (ОПЗ).....	77
3.6 Выравнивание профиля приемистости (ВПП)	79
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	81
5. Социальная ответственность.....	95
Заключение	108
Список использованных источников	109

Введение

В настоящее время, подавляющее число нефтяных месторождений, находящихся на последней стадии разработки, характеризуются высокой обводнённостью фонда скважин, все большей долей трудноизвлекаемых запасов в общей структуре запасов. Поэтому проблема повышения нефтеотдачи пластов на заключительных этапах разработки месторождений очень актуальна, так как вследствие естественного снижения извлекаемых запасов для большинства залежей и месторождений коэффициент нефтеотдачи довольно низок.

Значимость методов по интенсификации добычи нефтикратно возрастает с вводом месторождений в разработку с малопродуктивными пластами. По опыту видно, что проблемы интенсификации возникают практически со вскрытия продуктивных пластов в процессе бурения скважин. Зачастую она решается применением качественных буровых растворов, соответствующих техник и технологических способов крепления скважин, обеспечивающих надежное разделение продуктивных пластов и исключающих вероятность их кольматации.

Другая, весьма важная проблема – это необходимость восстановления продуктивности скважин, которая, снижается в периоде их эксплуатации по самым различным причинам, например, отложение неорганических солей, высокомолекулярных компонентов нефти, образование стойких эмульсий и т.д.

Зачастую продуктивность скважин снижается в ходе нарушения технологий подземного ремонта скважин, а также при выполнении ремонтно-изоляционных работ для ограничения притока воды из продуктивных пластов и т.п.

И, наконец, третья проблема – это увеличение коэффициента продуктивности скважины. Особую актуальность эта проблема получила в связи с необходимостью вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Решается она за счет применения

гидропескоструйной перфорации, гидравлического разрыва пласта, и, с помощью различных вариаций кислотных обработок забоя скважины. Развиваются и другие способы воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения коэффициента продуктивности скважин.

Целью данного проекта является анализ эффективности проведенных мероприятий по повышению нефтяной отдачи пласта.

Актуальность данной темы заключается в том, что значимость методов по интенсификации добычи нефти кратно возрастает с вводом в разработку нефтяных месторождений с малопродуктивными пластами. Увеличение коэффициента продуктивности скважины поможет в процессе разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Задачи:

- изучить Геолого-технические характеристики месторождения;
- рассмотреть проведенные геолого-технические мероприятия по интенсификации добычи нефти;
- проанализировать влияние геолого-технических мероприятий на добычу нефти;
- рассчитать экономический эффект.

1 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Изъята первая глава в связи конфиденциальностью информации.

2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Изъята вторая глава в связи конфиденциальностью информации.

3. Эффективность проведенных мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов.

На @ месторождении в процессе всего периода разработки применяли различные виды мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов. В целом их можно разделить на несколько групп, а именно:

- бурение горизонтальных скважин;
- зарезка боковых стволов;
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- переводы скважин на другой объект разработки;
- перфорационные работы по дострелам и перестрелам объектов разработки (ПВР);
- физико-химические ОПЗ скважин;
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- выравнивание профиля приемистости;
- нестационарное заводнение.

В целом на месторождении проведено свыше 3500 мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов. В их число входит бурение не более 15 ГС, бурение свыше 40 БС и БГС, проведение превышает 500 ГРП, свыше 400 ПВР, более 500 направленных переводов, менее 300 ОПЗ, превышает 300 РИР, свыше 1400 закачек потокоотклоняющих составов. Всего за весь период разработки месторождения по состоянию на 01.01.2011 г. за счет указанных мероприятий было добыто менее 30 млн. свыше 200 тыс.т нефти, или приблизительно 12% накопленной добычи нефти месторождения. Количество мероприятий и расчет дополнительной добычи нефти от их проведения представлены в таблице 4.1. В таблице 4.2 приведена динамика анализируемых ГТМ и дополнительной добычи нефти от их проведения по объектам разработки и в целом по месторождению. В период от начала

разработки до 2006 г. приведены обобщенные показатели, в период 2006-2010 гг. (последние 5 лет разработки) – подробные сведения.

Таблица 4.1

Количество мероприятий по интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов и дополнительная добыча нефти от их проведения

Вид ГТМ	Кол-во	Доп. добыча нефти, тыс.т	Уд. технологическая эфф. проведения, т нефти/скв.-опер.
Бурение горизонтальных скважин	13	3841,0	295465
Бурение боковых стволов	42	581	13737
ГРП в процессе эксплуатации	340	2724,4	8013
ГРП при вводе из бурения и переводе на объект	179		
Переводы на объект	576	16418,1	28504
Дострелы и перестрелы	422	2559,6	6065
Физико-химические ОПЗ	273	234,2	858
РИР и ВИР	325	1362,6	4193
Выравнивание профиля приемистости	1419	457,2	322
Нестационарное заводнение		125,7	
Итого	3589	28211,6	

Таблица 4.2

Количество мероприятий по интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов и дополнительная добыча нефти от их проведения

Виды ГТМ							Всего
	с начала разр. - 2005г.	2006	2007	2008	2009	2010	
1. Бурение горизонтальных скважин							
а) кол-во пробуренных ГС	11	0	0	0	0	2	13
б) добыча нефти из ГС, тыс. т	3250,6	265,2	125,5	87,2	56,3	56,2	3841,0
2. Проведение ГРП							
при вводе из бурения или переводе на объект							
а) кол-во скв.-опер.	30	10	36	47	34	22	179
в процессе эксплуатации							
а) кол-во скв.-опер.	241	31	13	12	27	16	340
б) доп. добыча нефти, тыс. т	1784,9	311,2	194,7	152,2	142,6	138,7	2724,4
3. Бурение боковых стволов							
а) кол-во пробуренных БС	14	5	3	5	14	1	42
б) доп. добыча нефти, тыс. т	132,7	54,2	59,7	62,5	135,9	132,0	576,9
4. Физико-химические ОПЗ							
а) кол-во скв.-опер.	143	21	19	14	40	36	273

б) доп. добыча нефти, тыс. т	110,6	8,6	8,4	10,9	37,9	57,9	234,2
5. Ремонтно-изоляционные и водоизоляционные работы							
а) кол-во скв.-опер.	283	13	4	2	15	8	325
б) доп. добыча нефти, тыс. т	1231,3	36,3	30,1	21,0	24,7	19,2	1362,6
6. Нестационарное заводнение							
доп. добыча нефти, тыс. т	12,2	3,0	8,0	5,1	3,9	5,4	37,5
7. Выравнивание профиля приемистости							
а) кол-во скв.-опер.	1336	0	25	21	18	19	1419
б) доп. добыча нефти, тыс. т	433,3	0,0	9,7	4,7	3,0	6,5	457,2
8. Прочие методы, в том числе							
8.1. направленные перфорационные методы							
а) кол-во скв.-опер.	313	8	1	9	50	41	422
б) доп. добыча нефти, тыс. т	2323,9	52,9	40,4	18,0	51,7	72,6	2559,6
8.2. направленные переводы на другой объект							
а) кол-во скв.-опер.	281	80	43	86	56	30	576
б) доп. добыча нефти, тыс. т	12301,0	1087,6	851,9	813,3	709,1	655,1	16418
Всего скважино-операций	2652	168	144	196	254	175	3589
Всего доп. добыто нефти, тыс. т	21580,6	1818,9	1328,4	1175,0	1165,1	1143,6	28212

Бурение горизонтальных скважин (ГС)

ГС 2002-2003 гг. пробурены в залежах нефти объектов 1₆ и 2₈ в центральном участке Западно-Аганского участка в районе скважины более 1000 и 4П, ГС 2010 года пробурены в южном участке Западно-Аганского участка в районе скважине 16П.

Бурение ГС было весьма эффективным мероприятием – скважинами добыто 3 млн. свыше 800 тыс.т нефть, в т.ч. из 5 ГС объекта 3₆ – 1 млн. превышает 500 тыс.т, из 8 ГС объекта 4₈ – 2 млн около 300 тыс.т. Достигнутая технологическая эффективность бурения ГС составила приблизительно 300 тыс.т на 1 ГС, в т.ч. по объекту 5₆ – свыше 300 тыс.т на 1 ГС, по объекту 6₈ – около 300 тыс.т на 1 ГС. Максимальная добыча нефти получена в скважине более 800 объекта 7₈ – свыше 600 тыс.т и скважине около 2000 объекта 8₆ – свыше 500 тыс.т, минимальная – в скважине более 800 объекта 9₆ – свыше 3 тыс.т (что обусловлено незначительным временем работы ГС).

Объект 10₆.

Средний начальный дебит нефти ГС объекта 10_б составил приблизительно 400 т/сут, средний начальный дебит жидкости – свыше 400 т/сут при начальной обводненности продукции менее 12%.

Максимальная добыча нефти из ГС была получена в 2003 и 2004 гг. – свыше 500 тыс.т и более 500 тыс.т соответственно. Это составляет более 50% всей накопленной добычи нефти из ГС объекта. Средняя годовая добыча нефти из ГС в период 2008-2010 гг. составляет около 30 тыс.т. Из 4 ГС, пробуренных в 2002-2003 гг., в действующем фонде находятся 3 ГС, ГС около 800 выведена в бездействие с 02.2008 г. Средний дебит нефти ГС 2002-2003 гг. за время эксплуатации составил свыше 150 т/сут при накопленной обводненности продукции свыше 80%. Скважины добывают высокообводненную продукцию – средняя обводненность продукции действующих ГС на конец 2010 г. составляет около 100% при среднем дебите нефти свыше 20 т/сут. По результатам гидродинамического моделирования скважины могут эксплуатироваться до 2012-2013 гг.

Скважина 854 пробурена в ноябре 2010 г., по состоянию на 01.01.2010 г. находилась в работе 30 суток, текущий дебит нефти в декабре 2010 г. составил свыше 100 т/сут при обводненности продукции 34,3%.

Объект 11_г.

Средний начальный дебит нефти ГС объекта 11_г составил свыше 300 т/сут, средний начальный дебит жидкости – около 400 т/сут при начальной обводненности продукции менее 15%.

Максимальная добыча нефти из ГС была получена также в 2003 и 2004 гг. – около 800 тыс.т и более 600 тыс.т соответственно. Это составляет свыше 60% всей накопленной добычи нефти из ГС объекта. Средняя годовая добыча нефти из ГС в период 2009-2010 гг. составляет около 30 тыс.т. Из 7 ГС, пробуренных в 2002-2003 гг., в действующем фонде находятся 5 ГС, скважина свыше 800 выведена в бездействие с 12.2004 г., ГС не более 2000 – с 08.2009 г. Средний дебит нефти ГС 2002-2003 гг. за время эксплуатации составил более 130 т/сут при накопленной обводненности продукции менее

90%. Действующие скважины добывают высокообводненную продукцию – средняя обводненность продукции действующих ГС на конец 2010 г. составляет около 100% при среднем дебите нефти свыше 20 т/сут. По результатам гидродинамического моделирования скважины могут эксплуатироваться до 2012-2013 гг.

Скважина № 900 пробурена в сентябре 2010 г., по состоянию на 01.01.2010 г. находилась в работе 109 суток, текущий дебит нефти в декабре 2010 г. составил более 90 т/сут при обводненности продукции около 50%.

Зарезка боковых стволов (БС и БГС)

На @ месторождении первые зарезки БС проведены в 1999 г., в основном в аварийных скважинах. Вплоть до 2008 г. зарезались наклонно-направленные БС (за исключением БГС скважины 1616). В 2008-2010 гг. было зарезано 20 БС и БГС в добывающих скважинах объектов разработки 1₁³, 2₃, 3₆, 4₈, 5₉, 6₁₇₋₂₁, в т.ч. около 20 БС с горизонтальным окончанием (БГС). В скважине 100 д 6 обыча нефти производилась совместно из объектов 7₃ и 8₄. В скважинах 938, 193 (объект 1₁³), 712 и 1542 (объект 2₆), 750 (объект 6₁₇₋₂₁) добыча осуществлялась после переводов БС на указанные объекты. Всего на месторождении зарезано свыше 40 БС и БГС. На момент анализа из БС и БГС добыто около 600 тыс.т нефти, в т.ч. из 20 боковых стволов объекта 1₈ – менее 400 тыс.т, или около 50% добычи всех БС и БГС месторождения. Достигнутая средняя технологическая эффективность зарезки БС (безотносительно количества вскрытых объектов разработки) составила свыше 15 тыс.т на 1 БС, средняя технологическая эффективность зарезки БГС свыше 10 тыс.т на 1 БГС. Относительно невысокая эффективность зарезки БГС объясняется меньшим временем их работы – среднее время работы БГС менее 2 лет, среднее время работы БС – около 4 лет. В целом достигнутая средняя технологическая эффективность зарезки БС и БГС составила около 15 тыс.т на 1 боковой ствол. В ряде БС были проведены работы по интенсификации добычи нефти (ОПЗ и перестрел), дополнительная добыча от их проведения была учтена в соответствующей

категории ГТМ. В связи с этим дополнительная добыча нефти только от бурения БС и БГС составила около 600 тыс.т, или в среднем свыше 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 БС и БГС при среднем времени эффекта около 3 лет.

По состоянию на 01.01.2011 г. 6 БС числятся в бездействующем фонде, 4 БС переведены в систему ППД, 1 БС в консервации, 1 БС переведен в водозабор.

По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих БС и БГС составляет около 12 т/сут, средний дебит жидкости – менее 200 т/сут при средней текущей обводненности продукции более 90%.

Объект 7₁₋₃.

На объекте 7₁₋₃ в 2009 г. зарезан 1 БГС из скважины 1813, ранее работавшей на объекте БВ₉. Сква. 938, введенный в работу в 2008 г. на объекте 7₁₋₃ из системы ППД объекта 7₆, ранее был зарезан на объект 7₆, скв. 193 в 2009 г. переведен с объекта 7₉. Средний начальный дебит нефти БС и БГС составил около 12 т/сут, средний начальный дебит жидкости – более 30 т/сут при начальной обводненности продукции более 60%.

Максимальная добыча нефти получена в скважине 1813 – менее 5 тыс.т, минимальная – в скважине 938 – около 1 тыс.т. Из 3 БС и БГС в действующем фонде находятся 1 БС и 1 БГС, скважине 938 с 09.2010 г. переведен в систему ППД. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих БС и БГС составляет менее 5 т/сут, средний дебит жидкости – свыше 5 т/сут при средней текущей обводненности продукции свыше 60%. Всего на момент анализа добыча нефти из БС и БГС составила менее 10 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность зарезки БС и БГС составляет менее 3 тыс.т на 1 БС и БГС при среднем времени работы 1,8 года.

Объект 3₂¹.

На объекте в 2008 г. зарезан 1 БС из скважине 462, ранее работавшей на объектах 3₈ и 4₆. Начальный дебит нефти БС составил менее 30 т/сут,

начальный дебит жидкости – свыше 100 т/сут при начальной обводненности продукции менее 80%.

БС с 05.2009 г. переведен в систему водозабора. Добыча нефти из БС за 10 месяцев работы составила свыше 1 тыс.т.

Объект 4₃.

На объекте 4₃ в 2005-2009 г. зарезано 3 БС и 1 БГС из скважин, ранее работавших на объектах 5₈, 6₃ и 7₄. Скважина 100, введенный в работу в 2005 г., работает также на объекте 8₄. Средний начальный дебит нефти БС и БГС составил менее 15 т/сут, средний начальный дебит жидкости – свыше 150 т/сут при начальной обводненности продукции более 90%.

Максимальная добыча нефти получена в скважине 100 – более 20 тыс.т, минимальная – в скважине 588 – менее 2 тыс.т. Из 4 БС и БГС в действующем фонде находятся 1 БС и 1 БГС, скважины 100 с 09.2009 г. и 588 с 08.2009 г. находятся в бездействии. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих БС и БГС составляет превышает 10 т/сут, средний дебит жидкости – менее 200 т/сут при средней текущей обводненности продукции более 90%. Всего на момент анализа добыча нефти из БС и БГС составила свыше 30 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность зарезки БС и БГС с учетом проведения дострела в скв. 1911 составляет более 5 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 БС и БГС при среднем времени работы около 3 лет.

Объект 9₄.

Скважина 100, введенный в работу в 2005 г., работает также на объекте 4₃. БС на объект был введен при 100% обводненности продукции, однако после освоения начальный дебит нефти БС составил менее 1 т/сут, начальный дебит жидкости – более 5 т/сут при начальной обводненности продукции свыше 95%.

БС с 09.2009 г. находится в бездействии. Добыча нефти из БС за 3,5 года работы составила 1,0 тыс.т.

Объект 8₆.

На объекте 7₃ в 1999-2009 г. зарезан 1 БС и 3 БГС из скважин, ранее работавших на объектах 8₆, 6₈ и 5₃. Скважина 712, введенная в работу в 2004 г., ранее была зарезана на объект 3₁₇₋₂₁, скважина свыше 1500, введенная в работу в 2005 г., ранее была зарезана на объект 6₈. Средний начальный дебит нефти БС и БГС составил свыше 20 т/сут, средний начальный дебит жидкости – свыше 40 т/сут при начальной обводненности продукции менее 50%.

Максимальная добыча нефти получена в скважине 537 – более 40 тыс.т, минимальная – в скважине 1383 – менее 2 тыс.т. Из 6 БС и БГС в действующем фонде находятся 2 БС и 3 БГС, скважина 938 с 06.2008 г. переведена на объект 1₁₋₃. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих БС и БГС составляет более 20 т/сут, средний дебит жидкости – менее 60 т/сут при средней текущей обводненности продукции более 60%. Всего на момент анализа добыча нефти из БС и БГС составила свыше 100 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность зарезки БС и БГС с учетом проведения ОПЗ в скв. 938 составляет менее 20 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 БС и БГС при среднем времени работы более 3,5 лет.

Объект 2₈.

На объекте БВ₈ в 1999-2009 г. зарезано 8 БС и 12 БГС в основном из аварийных и высокообводненных скважин этого объекта. Средний начальный дебит нефти БС и БГС составил свыше 20 т/сут, средний начальный дебит жидкости – превышает 200 т/сут при начальной обводненности продукции менее 90%.

Максимальная добыча нефти получена в скважине 824 – менее 100 тыс.т, минимальная – в скважине 1616 – свыше 1 тыс.т. Из 20 БС и БГС в действующем фонде находятся 3 БС и 11 БГС, скважина 1513 с 09.2003 г., скважина 200 с 04.2006 г. и скважина 1616 с 07.2009 г. находятся в бездействии, скважина 54 с 06.2006 г. – в системе ППД, скважина 59 с 05.2008 г. – в консервации, скважина 1542 с 12.2044 г. переведена на объект

5₆. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих БС и БГС составляет около 10 т/сут, средний дебит жидкости – менее 400 т/сут при средней текущей обводненности продукции приблизительно 100%. Всего на момент анализа добыча нефти из БС и БГС составила менее 350 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность зарезки БС и БГС с учетом проведения перестрела в скважине 824 составляет свыше 15 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 БС и БГС при среднем времени работы около 3,5 лет.

Объект 3₉.

На объекте в 2008 г. зарезано 2 БГС из скважин, ранее работавших на объектах 4₈ и 3₉. Начальный дебит нефти БГС составил менее 10 т/сут, начальный дебит жидкости – более 50 т/сут при начальной обводненности продукции менее 90%.

Скважина 193 с 02.2009 г., добыв менее 1 тыс.т нефти за 11 месяцев работы менее 1 тыс.т нефти, переведен на объект 4₁₋₃. По состоянию на 01.01.2011 г. дебит нефти действующего скважины 1395 составляет менее 15 т/сут, дебит жидкости – менее 70 т/сут при текущей обводненности продукции более 80%. Всего на момент анализа добыча нефти из БГС составила свыше 10 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность зарезки БГС составляет более 5 тыс.т на 1 БГС при среднем времени работы менее 2 лет.

Объект 7₁₇₋₂₁.

На объекте 1₈ в 2001-2010 г. зарезано 9 БС из аварийных скважин этого объекта и высокообводненных скважин объектов 8₆ и 6₈. Скважина 750, введенная в работу в 2007 г., ранее был зарезан на объект 15₁. Средний начальный дебит нефти БС составил менее 15 т/сут, средний начальный дебит жидкости – менее 50 т/сут при начальной обводненности продукции свыше 50%.

Максимальная добыча нефти получена в скважине 587 – около 30 тыс.т, минимальная – в скважине 1130 – менее 1 тыс.т. Из 10 БС в

действующем фонде находятся 7 БС, скважина 1130 с 07.2002 г. и скважина 1176 с 03.2009 г. и скважина 1616 с 07.2009 г. находятся в системе ППД, скважина 712 с 10.2044 г. переведена на объект 8₆. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих БС составляет менее 10 т/сут, средний дебит жидкости – свыше 20 т/сут при средней текущей обводненности продукции свыше 60%. Всего на момент анализа добыча нефти из БС составила свыше 70 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность зарезки БС составляет 7,1 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 БС при среднем времени работы более 2,5 лет.

Объект 2₁.

БС 750 введен в работу в 2005 г. Начальный дебит нефти БС составил 1,0 т/сут, начальный дебит жидкости – свыше 30 т/сут при начальной обводненности продукции свыше 95%.

БС с 11.2007 г. переведен на объект 9₁₇₋₂₁. Добыча нефти из БС за 8 месяцев работы составила менее 1 тыс.т.

Гидроразрыв пласта (ГРП)

На @ месторождении в разные годы ГРП в процессе эксплуатации проводили практически на всех объектах (кроме 1₂ и 2₃). Основное количество ГРП проведено на низкопроницаемых объектах 3₁₇₋₂₁, 4₁ и в низкопродуктивных зонах объекта 5₄ (90% всех ГРП) с использованием в качестве носителя проппанта различного объема (от 8 до 70 т). Технология реализовывалась СП «МеКаМиннефть», компаниями «Шлюмберже» и «Халлибертон». ГРП часто применялся при переводе скважин на объекты 6₁₇₋₂₁ и 7₁³.

При расчете дополнительной добычи нефти учитывались результаты ГРП в процессе эксплуатации, в т.ч. при вводе скважин из бездействия и повторных ГРП. Всего от проведения менее 350 ГРП дополнительно получено 2 млн менее 700 тыс.т нефти. Наиболее интенсивно проводили ГРП в период 2003-2010 гг. – 204 ГРП в процессе эксплуатации скважин, или 60%

всех ГРП. Достигнутая средняя технологическая эффективность проведения ГРП на момент анализа составила менее 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП.

Объект 1₁³.

В период 2007-2009 гг. в скважинах объекта проведено менее 40 ГРП, в т.ч. свыше 30 ГРП при переводе скважин на объект.

Средний начальный дебит нефти после ГРП при переводе и приобщении составил более 15 т/сут при начальной обводненности продукции менее 80%. На момент анализа в действующем фонде числится более 20 скважина. Средняя добыча нефти скважины с ГРП при вводе из бурения составила свыше 5 тыс.т при среднем времени работы 1,8 года.

Средний начальный дебит нефти после ГРП в процессе эксплуатации составил более 10 т/сут при начальной обводненности продукции превышает 70%. Обводненность продукции после ГРП, в среднем обводненность после ГРП увеличивалась на более 50%. Средняя кратность увеличения дебита нефти после ГРП составила около 3, средняя кратность увеличения дебита жидкости – около 8. Успешность проведения ГРП составила 80%. На момент анализа в действующем фонде числится менее 5 скважины. Средний текущий дебит нефти действующих скважин составляет менее 5 т/сут при текущей обводненности продукции превышает 80%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила 10,0 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила менее 5 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта менее 1 года. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил более 5 т/сут.

Объект 2₂.

В период 2006-2007 гг. в скважинах объекта проведено 5 ГРП, в т.ч. 1 ГРП при вводе скважин из бурения.

Из скважины 106, вступившую в работу после ГРП было добыто более 2 тыс.т нефти за 1,6 года. С 12.2007 г. скважина переведена на объект 3₁³.

Средний начальный дебит нефти после ГРП в процессе эксплуатации составил свыше 40 т/сут при начальной обводненности продукции более 40%. Средняя кратность увеличения дебита нефти после ГРП составила менее 50, средняя кратность увеличения дебита жидкости – свыше 5. Обводненность продукции после ГРП, как правило, увеличивалась, в среднем обводненность после ГРП увеличивалась на превышает 15%. На момент анализа в действующем фонде числится 2 скважины. Средний текущий дебит нефти действующих скважин составляет более 5 т/сут при текущей обводненности продукции около 80%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила менее 20 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила менее 5 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта 1,3 года. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил не более 10 т/сут.

Объект 3_з.

В период 1994-2010 гг. в скважинах объекта проведен около 20 ГРП, в т.ч. менее 10 ГРП при переводе скважин на объект или приобщении.

Средний начальный дебит нефти после ГРП при переводе и приобщении составил менее 15 т/сут при начальной обводненности продукции свыше 65%. На момент анализа в действующем фонде числится около 5 скважины. Средняя добыча нефти скважины с ГРП при вводе из бурения составила менее 3 тыс.т при среднем времени работы более 2 лет.

Средний начальный дебит нефти после ГРП в процессе эксплуатации составил около 30 т/сут при начальной обводненности продукции менее 50%. Обводненность продукции после ГРП, как правило, увеличивалась, в среднем обводненность после ГРП увеличивалась на более 20%. Средняя кратность увеличения дебита нефти после ГРП составила менее 5, средняя кратность увеличения дебита жидкости – около 5. Успешность проведения ГРП составила свыше 80%. На момент анализа в действующем фонде числится свыше 5 скважин. Средний текущий дебит нефти действующих скважин

составляет не более 10 т/сут при текущей обводненности продукции менее 80%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила около 90 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила менее 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта более 1,5 лет. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил больше 10 т/сут, в основном за счет проведения высокоэффективных ГРП скважин 1907 и 1906 в 2003 гг. – свыше 20 тыс.т и превышает 30 тыс.т дополнительно добытой нефти.

Объект 4₄.

В период 2002-2010 гг. в скважинах объекта проведен более 30 успешный ГРП, в т.ч. менее 10 ГРП при вводе скважин из бурения и не более 5 повторных ГРП.

Средний начальный дебит нефти после ГРП при вводе из бурения составил превышает 15 т/сут при начальной обводненности продукции около 70%. На момент анализа в действующем фонде числится не более 10 скважин. Средняя добыча нефти скважины с ГРП при вводе из бурения составила более 5 тыс.т при среднем времени работы 1,8 года.

Средний начальный дебит нефти после ГРП в процессе эксплуатации составил не более 20 т/сут при начальной обводненности продукции свыше 50%. Обводненность продукции после ГРП, как правило, увеличивалась, однако за счет проведения ряда ГРП в 2007-2009 гг., после которых обводненность продукции снижалась на 30,6-82,8%, в среднем обводненность после ГРП уменьшилась на менее 10%. Средняя кратность увеличения дебита нефти после ГРП составила менее 5, средняя кратность увеличения дебита жидкости – 3,0. На момент анализа в действующем фонде числится более 10 скважин, при этом в скважинах 2020 и 1810 были проведены успешные повторные ГРП. Средний текущий дебит нефти действующих скважин составляет свыше 5 т/сут при текущей обводненности продукции около 80%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП

составила превышает 100 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила не более 5 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта около 1 года. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил свыше 15 т/сут.

Объект 5₅.

В период 2003-2006 гг. в скважинах объекта проведено не более 5 ГРП в процессе эксплуатации. Наибольший эффект получен в скважине 2012 после ГРП в 2003 г. Более 10 тыс.т дополнительно добытой нефти. Средний начальный дебит нефти после ГРП составил свыше 20 т/сут при начальной обводненности продукции превышает 60%. Средняя кратность увеличения дебита нефти скважин, продолживших работу после ГРП, составила менее 5, средняя кратность увеличения дебита жидкости – свыше 5. Обводненность продукции после ГРП увеличивалась, в среднем обводненность после ГРП увеличилась на менее 50%. На момент анализа в действующем фонде числится менее 5 скважины. Средний текущий дебит нефти действующих скважин составляет свыше 20 т/сут при текущей обводненности продукции более 70%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила менее 15 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила менее 5 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта около 1,5 лет. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил не более 10 т/сут.

Объект 6₆.

В период 2002-2009 гг. в скважинах объекта проведено около 10 ГРП в процессе эксплуатации. Скважина 1812 после ГРП в 2003 г. не запущена и переведена на объект 1₂, скважина 805 после ГРП в 2009 г. не запущена и находится в консервации. Успешность проведения ГРП составила более 50%. Средний начальный дебит нефти после ГРП составил свыше 20 т/сут при начальной обводненности продукции не более 70%. Средняя кратность увеличения дебита нефти скважин, продолживших работу после ГРП, составила свыше 3, средняя кратность увеличения дебита жидкости – менее

10. Обводненность продукции после ГРП увеличивалась, в среднем обводненность после ГРП увеличилась на около 60%. На момент анализа в действующем фонде числится менее 5 скважины. Средний текущий дебит нефти действующих скважин составляет превышает 5 т/сут при текущей обводненности продукции около 95%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила не более 85 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила около 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта 1,7 года. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил менее 20 т/сут. Столь высокая технологическая эффективность проведения ГРП в первую очередь обусловлена проведением высокоэффективных ГРП в 2004 и 2006 гг., после которых было получено от более 5 тыс.т до менее 40 тыс.т дополнительно добытой нефти в среднем за 2,5 года.

Объект 7₈.

В период 1997-2010 гг. в скважинах объекта проведено менее 10 ГРП в процессе эксплуатации. Из более 5 ГРП, проведенных в период 1997-2009 гг., относительно ощутимый эффект получен в скважине 1341 после ГРП в 1998 г. – 240 т дополнительно добытой нефти. После ГРП скважины 1088 при вводе ее из консервации в 2004 г. она отработала 1 сутки, добыв 1 т нефти, после чего вновь переведена в бездействующий фонд. Скважина 1542, находящаяся в пьезометрическом фонде, после ГРП в 2000 г. не запущена, из нее в 2001 г. зарезан БС. Скважина 1409 после ГРП при вводе из бездействия в 2009 г. не запущена и переведена в консервацию. Скважина 144 после ГРП в 2009 г. через 3 месяца работы переведена на объект 12₁³. Успешность проведения ГРП составила более 30%. Средний начальный дебит нефти после ГРП составил не более 15 т/сут при начальной обводненности продукции свыше 95%. Средняя кратность увеличения дебита нефти скважин, продолживших работу после ГРП, составила свыше 1, средняя кратность увеличения дебита жидкости – около 1. Обводненность продукции после ГРП в целом снижалась, в среднем обводненность после ГРП

уменьшилась на менее 1%. На момент анализа в действующем фонде числится около 5 скважины. Средний текущий дебит нефти действующих скважин составляет превышает 15 т/сут при текущей обводненности продукции более 95%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила менее 10 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила около 1 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта 4 месяца. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил свыше 10 т/сут, в основном за счет единственного высокоэффективного ГРП скважины 427 в 2010 г. – более 5тыс.т дополнительно добытой нефти за 9 месяцев.

Объект 8₉.

В период 1996-2010 гг. в скважинах объекта проведено более 10 ГРП, в т.ч. 1 ГРП при вводе скважин из бурения.

Из скважины 1791, вступившую в работу после ГРП, до проведения повторного ГРП было добыто не более 5 тыс.т нефти за 4,6 года. Повторный ГРП особого успеха не имел – дополнительно получено менее 80 т нефти за 3 месяца. На момент анализа скважина работает с текущим дебитом нефти свыше 1 т/сут при текущей обводненности продукции 98,1%.

7 ГРП из 10 в процессе эксплуатации проведены в период 2009-2010 гг. в небольшой области объекта с ЧНЗ. Скважина 1791 после ГРП в 2009 г. не запущена и введена в работу только 10.2010 г. Тем не менее в качестве оценки эффективности проведения ГРП были использованы данные о показателях ее работы в 2010 г. В скважине 1778 был проведен успешный повторный ГРП. Успешность проведения ГРП составила 90,0%. Средний начальный дебит нефти после ГРП в процессе эксплуатации составил менее 20 т/сут при начальной обводненности продукции превышает 80%. Средняя кратность увеличения дебита нефти после ГРП составила 3,9, средняя кратность увеличения дебита жидкости – около 3. Обводненность продукции после ГРП, как правило, увеличивалась, однако за счет проведения высокоэффективных ГРП скважин в 2009-2010 гг. в среднем обводненность

после ГРП уменьшилась на около 7%. На момент анализа в действующем фонде числится более 5 скважин. Средний текущий дебит нефти действующих скважин составляет свыше 12 т/сут при текущей обводненности продукции превышает 90%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила более 40 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила менее 4 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта 10 месяцев. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил не более 15 т/сут.

Объект 14₁₇₋₂₁.

В период 1993-2010 гг. в скважинах объекта проведено около 400 ГРП, в т.ч. превышает 100 ГРП при вводе скважин из бурения или переводе на объект. Скважины 1079 и 10219 после повторных ГРП в 2009 г. не запущены и переведены в ППД 03.2010 г. и 05.2010 г. Скважина 10296 после повторного ГРП в 2008 г. не запущена, и в ней был проведен 3-й ГРП при вводе из бездействия 09.2009 г. Успешность проведения ГРП составила свыше 95%. Средняя кратность увеличения дебита нефти после ГРП составила менее 5 средняя кратность увеличения дебита жидкости – более 5. Обводненность продукции после ГРП, как правило, увеличивалась, в среднем обводненность после ГРП увеличивалась на менее 15%. На момент анализа в действующем фонде числится скважин. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила 2 млн более 50 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ с учетом неуспешных ГРП составила около 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта более 3 лет.

Объект 8₁.

В период 1999-2006 гг. в скважинах объекта проведено превышает 30 ГРП, в т.ч. свыше 5 ГРП при вводе скважин из бурения и 4 повторных ГРП. До 2006 г. проведены 23 ГРП из 25 в процессе эксплуатации и все ГРП при вводе из бурения. Скважина 750 после повторного ГРП в 2004 г. не

запущена, из неё зарезан БС. Успешность проведения ГРП составила более 90%.

Средний начальный дебит нефти после ГРП при вводе из бурения составил более 10 т/сут при начальной обводненности продукции свыше 30%. На момент анализа в действующем фонде числится 2 скважины, при этом в скважине 773 был проведен успешный повторный ГРП. Средняя добыча нефти скважины с ГРП при вводе из бурения (до повторного ГРП) составила около 13 тыс.т при среднем времени работы более 5 лет.

Средний начальный дебит нефти после ГРП в процессе эксплуатации составил более 20 т/сут при начальной обводненности продукции менее 35%. Обводненность продукции после ГРП, как правило, увеличивалась, в среднем обводненность после ГРП увеличивалась на превышает 20%. Средняя кратность увеличения дебита нефти после ГРП составила менее 5, средняя кратность увеличения дебита жидкости – около 5. На момент анализа в действующем фонде числится не более 10 скважин, при этом в скважинах 745 и 1197 были проведены успешные повторные ГРП. Средний текущий дебит нефти действующих скважин составляет не превышает 10 т/сут при текущей обводненности продукции свыше 85%. Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила около 300 тыс.т. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила более 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ГРП при среднем времени эффекта более 2 года. Средний прирост дебита нефти скважин после ГРП за время эффекта составил ровняется 15 т/сут.

Переводы на другой объект разработки

На месторождении реализовано 576 скважино-операций по переводу скважин, дополнительная добыча нефти от которых составила 16 млн свыше 400 тыс.т при средней технологической эффективности около 30 тыс.т на 1 перевод. Основное количество переводов выполнено на объектах 8₆, 2₁³ и БВ₈ – 162, 84 и 70 соответственно. Объекты 12₁ и 11₇ разрабатывались только одиночными переведенными скважинами. Максимальные уровни добычи

нефти месторождения из переведенного фонда отмечены в 1978-1980 гг. – более 700 тыс.т и в 2005-2006 гг. – более 1 млн.т. Добыча нефти из переведенного фонда по многим объектам превышает 50% всей накопленной добычи нефти объектов разработки. Всего из переводного фонда скважин добыто около 10% накопленной добычи нефти месторождения, в т.ч. менее 30% добычи нефти за период 2006-2010 гг.

Объект 9₁³.

В 2006-2009 гг. на объект переведено около 90 скважины. Более 30 скважины переведены на объект после проведения ГРП. Не более 80 скважины переведены в период 2008-2009 гг. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 10 т/сут, средний начальный дебит жидкости – около 50 т/сут при начальной обводненности продукции не более 75%. На момент анализа в действующем фонде числятся свыше 40 скважины. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет около 5 т/сут, средний дебит жидкости – не более 40 т/сут при средней текущей обводненности продукции около 90%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила около 300 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет менее 5 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы более 1,5 лет.

Объект 10₂¹.

В 2002-2008 гг. на объект переведено около 30 скважин с нижележащих объектов. 1 скважина переведена на объект после проведения ГРП. Более 20 скважины переведены в период 2004-2006 гг. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 40 т/сут, средний начальный дебит жидкости – около 80 т/сут при начальной обводненности продукции около 50%. На момент анализа в действующем фонде числятся свыше 5 скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих

скважин составляет свыше 5 т/сут, средний дебит жидкости – приблизительно 80 т/сут при средней текущей обводненности продукции свыше 90%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила 370,0 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет менее 15 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы более 2,5 лет.

Объект 11₃.

В 1985-2010 гг. на объект переведено менее 50 скважины, в основном с нижележащих объектов. Свыше 5 скважин переведены на объект после проведения ГРП. Свыше 30 скважины переведена в период 2002-2010 гг. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 20 т/сут, средний начальный дебит жидкости – менее 45 т/сут при начальной обводненности продукции менее 50%. На момент анализа в действующем фонде числятся менее 15 скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет около 10 т/сут, средний дебит жидкости – менее 60 т/сут при средней текущей обводненности продукции не более 85%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила 1 млн свыше 200 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет менее 30 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы около 5 лет. Высокая эффективность переводов обусловлена значительной накопленной добычей от переводов 1985-1988 гг. – в среднем превышает 150 тыс.т на 1 перевод при среднем времени работы 16,5 лет. Достигнутая эффективность переводов 2002-2010 гг. составляет около 10 тыс.т при среднем времени работы 2,5 года.

Объект 12₄.

В 1987-2010 гг. на объект переведено не более 70 скважин, в основном с нижележащих объектов. Около 10 скважин переведены на объект после проведения ГРП. Более 50 скважины переведены в период 2002-2010 гг. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 15 т/сут, средний начальный дебит жидкости – около 70 т/сут при начальной обводненности продукции не выше 80%. На момент анализа в действующем фонде числятся не более 30 скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет свыше 6 т/сут, средний дебит жидкости – менее 20 т/сут при средней текущей обводненности продукции приблизительно 70%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила свыше 700 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет более 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы более 1,5 лет.

Объект 1₅.

В 1987-2009 гг. на объект переведено менее 15 скважин, в основном с нижележащих объектов. Менее 15 скважин переведены в период 2004-2009 гг. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 10 т/сут, средний начальный дебит жидкости – более 80 т/сут при начальной обводненности продукции 8474%. На момент анализа в действующем фонде числятся 5 скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет более 200 т/сут, средний дебит жидкости – менее 200 т/сут при средней текущей обводненности продукции приблизительно 85%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила свыше 250 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет менее 20 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1

перевод при среднем времени работы 3,2 года, в основном за счет перевода скважины 403 в 1987 г. – около 200 тыс.т нефти.

Объект 2₇.

В 2005 г. на объект переведена скважина 2024 с объекта 6₀ с начальным дебитом нефти более 20 т/сут, начальным дебитом жидкости более 25 т/сут при начальной обводненности продукции свыше 20%. За год работы из скважины добыто менее 5 тыс.т нефти.

Объект 3₁.

В 1998 г. на объект переведена скважина 404 с объекта 14₁ с начальным дебитом нефти менее 20 т/сут, начальным дебитом жидкости более 50 т/сут при начальной обводненности продукции приблизительно 65%. За 8,5 лет работы из скважины добыто более 30 тыс.т нефти.

Объект 4₂.

В 2001-2010 гг. на объект переведено менее 10 скважин, как с нижележащих, так и с вышележащих объектов. Средний начальный дебит нефти скважин составил менее 30 т/сут, средний начальный дебит жидкости – менее 90 т/сут при начальной обводненности продукции более 60%. На момент анализа в действующем фонде числятся менее 10 скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет менее 15 т/сут, средний дебит жидкости – не более 90 т/сут при средней текущей обводненности продукции более 80%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила около 200 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет более 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы 2 года, в основном за счет перевода скважин 1254 (более 80 тыс.т) и 1692 (менее 35 тыс.т) в 2005 г.

Объект 5₃.

В 1989-2009 гг. на объект переведено менее 10 скважин, в основном с нижележащих объектов. Более 5 скважин переведены в период 2004-2009 гг. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 10 т/сут, средний начальный дебит жидкости – менее 150 т/сут при начальной обводненности продукции около 90%. На момент анализа в действующем фонде числится менее 5 скважины. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет более 5 т/сут, средний дебит жидкости – менее 300 т/сут при средней текущей обводненности продукции менее 100%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила свыше 150 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет не более 30 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы более 4 лет, в основном за счет перевода скважин 581 в 1989 г. (не более 150 тыс.т) и 110 (превышает 20 тыс.т).

Объект 7₆.

В 1974-2010 гг. на объект переведено менее 200 скважины, в основном с нижележащих объектов. Около 150 скважин переведены в период 2002-2010 гг. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 25 т/сут, средний начальный дебит жидкости – менее 60 т/сут при начальной обводненности продукции достигает 55%. На момент анализа в действующем фонде числится менее 90 скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет не более 9 т/сут, средний дебит жидкости – более 60 т/сут при средней текущей обводненности продукции превышает 65%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила 3 млн менее 150 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет не более

20 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы более 4 лет.

Объект 8₈.

В 1974-2010 гг. на объект переведено более 50 скважин, в основном с нижележащих объектов. Менее 50 скважин переведены в период 2000-2010 гг. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 50 т/сут, средний начальный дебит жидкости – более 150 т/сут при начальной обводненности продукции более 65%. На момент анализа в действующем фонде числятся около 25 скважины. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет более 10 т/сут, средний дебит жидкости – более 500 т/сут при средней текущей обводненности продукции более 95%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила 8 млн менее 400 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет более 100 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы более 9 лет. Высокая эффективность переводов обусловлена значительной накопленной добычей от переводов 1974-1980 гг. – в среднем менее 350 тыс.т на 1 перевод при среднем времени работы 20 лет. Достигнутая эффективность переводов 2005-2010 гг. составляет менее 12 тыс.т при среднем времени работы 3,5 года.

Объект 9₁₇₋₂₁.

В 1978-2010 гг. на объект переведено менее 50 скважин, в т.ч. не более 30 скважин с объекта 12₁ и 20 скважин с объекта 8₆ и 6₈. Не более 40 скважин переведены на объект после проведения ГРП. Средний начальный дебит нефти скважин составил более 15 т/сут, средний начальный дебит жидкости – менее 40 т/сут при начальной обводненности продукции 55,0%. На момент анализа в действующем фонде числятся 30 скважин. По состоянию на 01.01.2011 г. средний дебит нефти действующих скважин составляет 10,0 т/сут, средний дебит жидкости – более 30 т/сут при средней текущей

обводненности продукции менее 70%. Всего на момент анализа добыча нефти переведенных скважин с учетом проведения в них мероприятий по интенсификации добычи нефти и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ составила менее 450 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность переводов составляет не более 10 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 перевод при среднем времени работы 3,5 года. Малое время работы объясняется тем, что около 40 скважин из более 45 переведены на объект в 2005-2010 гг.

Объект 13₁.

В 2002 г. углублением забоя на объект переведена скважина 1045 с объекта 9₁₇₋₂₁ с начальным дебитом нефти более 20 т/сут, начальным дебитом жидкости менее 400 т/сут при начальной обводненности продукции менее 95%. После освоения скважина стабильно работала до 09.2010 г., когда она вновь была переведена на объект 8₁₇₋₂₁. За 8,5 лет работы из скважины добыто более 50 тыс.т нефти.

Перфорационные методы (ПВР)

Всего за время разработки месторождения проведено свыше 400 дострела и перестрела объектов разработки. Около 40% всех работ комплексировались с проведением различных видов воздействия на ПЗП (кислотные обработки, обработки растворами ПАВ и т.п.) и ремонтно-изоляционных и водоизоляционных работ. Основное количество мероприятий выполнено на объектах 2₈, 3₉ и 4₁₇₋₂₁ – 220, 102 и 36 соответственно. От проведения работ дополнительно получено 2 млн более 550 тыс.т нефти при средней технологической эффективности более 5 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР.

Объект 8₁³.

В период 2008-2009 гг. было проведено более 5 успешных дострелов и перестрелов пласта, от которых дополнительно получено менее 5 тыс.т нефти. В менее 5 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ

составила 700 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта более 1 года.

Объект 11₂¹.

В 2009 г. в скважине 1906 провели дострел пласта с эффективностью свыше 200 т дополнительной добычи нефти. В 2010 г. в скважине 1163 провели перестрел пласта с ОПЗ, дополнительная добыча нефти от которого составила менее 1500 т. На момент анализа эффект продолжается. Всего от проведения дострелов и перестрелов скважин дополнительно получено менее 2 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 1000 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта 6 месяцев.

Объект 12₃.

В 2002 г. был проведен дострел пласта в скважине 651 с эффективностью менее 1 тыс.т дополнительной добычи нефти, в 2006 г. – дострел с перестрелом в скважине 1375 с эффективностью менее 1 тыс.т дополнительной добычи нефти, в 2010 г. – менее 5 перестрела и неэффективный дострел с эффективностью менее 2 тыс.т дополнительной добычи нефти. Всего от проведения 5 дострелов и перестрелов скважин дополнительно получено более 2 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила свыше 500 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта 4 месяца. Эффект от успешных работ 2010 г. на момент анализа продолжается.

Объект 13₄.

В период 2003-2010 гг. было проведено не более 5 мероприятий, в большинстве своем малоэффективных. Только работы 2005 г. и 2009 г. показали значимую эффективность – менее 2 тыс.т и менее 1 тыс.т дополнительно добытой нефти. Всего от проведения дострелов и перестрелов скважин дополнительно получено не более 2 тыс.т нефти. Средняя технологическая эффективность проведения работ составила менее 350 т

дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта 3 месяца.

Объект 7₅.

В 2002 г. в скважине 2022 провели малоэффективный дострел пласта – 15 т дополнительной добычи нефти. В 2009 г. в скважине 2024 провели дострел пласта, дополнительная добыча нефти от которого составила не более 6000 т. На момент анализа эффект продолжается. Всего от проведения дострелов и перестрелов скважин дополнительно получено более 5 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 3000 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта 11 месяцев.

Объект 4₂.

В 2009 г. в скважине 579, работающей также на объекте 5₃, был проведен перестрел при вводе скважины из бездействия, в 2010 г. в скважине более 100 провели дострел пласта. Дополнительная добыча нефти от проведения работ составила менее 2 тыс.т. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила более 850 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта 11 месяцев. На момент анализа эффект продолжается.

Объект 2₃.

В 2009 г. в скважине менее 600 был проведен перестрел при вводе скважины из бездействия, дополнительная добыча нефти от которого составила менее 1500 т. На момент анализа эффект продолжается.

Объект БВ₆.

В период 1997-2010 гг. было проведено менее 40 мероприятий, большинство из которых (26 ПВР) выполнено в 2009-2010 гг., преимущественно перестрелов пласта. Всего от проведения дострелов и перестрелов скважин дополнительно получено менее 60 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила более 1500 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем

времени эффекта около года. Поскольку эффект от проведения ПВР на момент анализа продолжается в менее 25 скважинах, достигнутая эффективность и продолжительность эффекта будут больше.

Объект БВ₈.

В период 1973-2010 гг. было проведено более 200 мероприятий, большинство из которых выполнено до 2000 г. В период 2000-2010 гг. выполнено менее 50 ПВР, преимущественно в виде дострелов пласта после водоизоляционных работ, что и обусловило высокую эффективность работ. Всего от проведения дострелов и перестрелов скважин дополнительно получено 1 млн свыше 900 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 9000 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта более 2,5 лет.

Объект 15₉.

Из проведенных свыше 100 мероприятий основная часть (менее 100 ПВР) выполнена в период до 2006 г., преимущественно перестрелов пласта. От проведения дострелов и перестрелов скважин дополнительно получено свыше 500 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила более 5000 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта более 1 года. Поскольку эффект от проведения ПВР на момент анализа продолжается в 3 скважинах, достигнутая эффективность и продолжительность эффекта будут больше.

Объект 9₁₇₋₂₁.

Из проведенных менее 50 мероприятий основная часть (не более 30 ПВР) выполнена в период 2008-2010 гг. От проведения дострелов и перестрелов скважин дополнительно получено не 40превышает тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила более 1000 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта 8 месяцев. Поскольку эффект от проведения ПВР на

момент анализа продолжается в менее 30 скважинах, достигнутая эффективность и продолжительность эффекта будут больше.

Объект 14₁.

Перестрелы скважин объекта проводили в 2008-2009 гг. От проведения 4 ПВР дополнительно получено менее 3 тыс.т нефти. На момент анализа в 2 скважинах эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 650 т дополнительно добытой нефти на 1 ПВР при среднем времени эффекта 11 месяцев.

Физико-химические обработки призабойных зон пласта (ОПЗ)

Всего за период разработки месторождения было проведено около 280 ОПЗ, дополнительная добыча нефти составила не более 250 тыс.т нефти, или менее 1 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ.

Объект 5₁³.

В период 2008-2010 гг. было проведено менее 15 ОПЗ, от которых дополнительно получено более 10 тыс.т нефти. В менее 10 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила не более 1000 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта 9 месяцев.

Объект 8₂¹.

В период 2005-2010 гг. было проведено менее 10 ОПЗ, от которых дополнительно получено менее 5 тыс.т нефти. В 1 скважине на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила свыше 450 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта 4 месяца.

Объект 9₃.

В период 2000-2010 гг. было проведено более 20 ОПЗ, от которых дополнительно получено менее 30 тыс.т нефти. В 2 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 1300 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта 11 месяцев.

Объект 13₄.

В период 2001-2010 гг. было проведено более 10 ОПЗ, от которых дополнительно получено менее 15 тыс.т нефти. В 2 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила не более 1200 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта более 1 года.

Объект 12₅.

В 2006 г. в скважине не более 1400 провели малоэффективную ОПЗ пласта – 15 т дополнительной добычи нефти.

Объект 11₂.

В период 2006-2010 гг. было проведено 3 малоэффективных ОПЗ, от которых дополнительно получено не более 1 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 150 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта 3 месяца.

Объект 10₆.

В период 2001-2010 гг. было проведено не более 50 ОПЗ (в т.ч. 20 ОПЗ в период 2009-2010 гг.), от которых дополнительно получено не более 40 тыс.т нефти. В 15 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила около 850 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта около 1 года.

Объект БВ₈.

В период 1973-2010 гг. было проведено менее 500 мероприятий, большинство из которых выполнено до 2002 г. Всего от проведения ОПЗ скважин дополнительно получено 1 млн более 200 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 2500 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта более 1,5 лет. Столь высокая эффективность проведения работ

обеспечена в основном эффектом от проведенных работ в период 1995-2000 гг.

Объект 9₉.

Из проведенных не более 200 ОПЗ основная часть (превышает 200 мероприятий ПВР) выполнена в период до 2006 г. Всего от проведения ОПЗ скважин дополнительно получено 1 млн превышает 200 тыс.т нефти. В 4 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила 1954 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта более 1,2 года. Как и для объекта БВ₈, высокая эффективность проведения работ обеспечена в основном эффектом от проведенных работ в период 1993-2000 гг.

Объект 7₁₇₋₂₁.

В период 2001-2010 гг. было проведено не более 10 мероприятий, половина из которых выполнена до 2006 г. Всего от проведения ОПЗ скважин дополнительно получено 1 млн свыше 60 тыс.т нефти. В 31 скважине на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила более 700 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта около 1 года.

Объект 11₁.

В период 2000-2009 гг. было проведено более 15 мероприятий, большинство из которых выполнено до 2006 г. Всего от проведения ОПЗ скважин дополнительно получено 1 млн менее 15 тыс.т нефти. В 2 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила более 800 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта около 1 года.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР)

При анализе были учтены результаты менее 350 мероприятий по ремонтно-изоляционным и водоизоляционным работам, в результате которых было дополнительно получено 1 млн более 350 тыс.т нефти при средней технологической эффективности менее 5 тыс.т дополнительной добытой нефти на 1 РИР или ВИР. Основное количество мероприятий выполнено на объектах 1₈, 2₁₇₋₂₁ и 3₉ – 215, 38 и 31 соответственно.

Объект 4₁³.

По имеющейся информации, в 2001 г. в скважине 103Р провели эффективные работы по ЛНЭК – менее 2 тыс.т дополнительной добычи нефти, и в 2008 г. в скважине 1310 – РИР с дополнительной добычей нефти менее 1 тыс.т. В целом от проведения работ дополнительно получено более 1 тыс.т нефти.

Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила более 850 т дополнительной добытой нефти на 1 РИР при среднем времени эффекта 1,7 года.

Объект 5₂¹.

В 2005 и 2006 гг. провели неэффективные РИР в скважинах 350 и 423, дополнительной добычи нефти не получено. В скважине 350 отмечалось снижение обводненности продукции на протяжении 7 месяцев после проведения работ.

Объект 6₃.

В 2001 г. в скважине 105Б провели успешные работы по ЛНЭК, от которых получено менее 5 тыс.т дополнительной добычи нефти. В 2004 г. в скважине 1383 выполнили РИР с дополнительной добычей нефти менее 1 тыс.т. В целом от проведения работ дополнительно получено не более 1 тыс.т нефти.

Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила не более 550 т дополнительной добытой нефти на 1 РИР при среднем времени эффекта 6 месяцев.

Объект 7₄.

В период 2001-2010 гг. было проведено 6 мероприятий, от которых дополнительно получено не более 2 тыс.т нефти. В 2 скважинах эффекта не было. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 200 т дополнительно добытой нефти на 1 ОПЗ при среднем времени эффекта более 1 года.

Объект 8₅.

В 2007 г. в скважине 2007 провели неэффективные работы по ЛНЭК, дополнительной добычи нефти не получено.

Объект 9₂.

В 2006 г. в скважине более 650 выполнили РИР с дополнительной добычей нефти менее 1 тыс.т в течение 9 месяцев.

Объект 10₃.

В 2001 г. в скважинах 1699 и 1697 провели успешные работы по ЛНЭК, от которых получено не более 5 тыс.т дополнительной добычи нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 2300 т дополнительно добытой нефти на 1 РИР при среднем времени эффекта 1,5 года.

Объект 11₆.

В период 2000-2009 гг. было проведено менее 15 мероприятий (в т.ч. 3 неуспешных), от которых дополнительно получено более 40 тыс.т нефти. В 3 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила достигает 3000 т дополнительно добытой нефти на 1 РИР при среднем времени эффекта 11 месяцев.

Объект 12₈.

В период 1973-2010 гг. было проведено более 200 мероприятий, большинство из которых выполнено до 2006 г. Около 35% мероприятий сочеталось с дострелами и перестрелами пласта. Средняя успешность проведения работ составила менее 70%. Всего от проведения работ дополнительно получено 1 млн превышает 210 тыс.т нефти. В менее 20

скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила более 5500 т дополнительно добытой нефти на 1 РИР при среднем времени эффекта более 1,5 лет.

Объект 1₉.

В период 1973-2001 гг. было проведено более 30 мероприятия, большинство из которых (не более 25 ГТМ) выполнено до 2000 г. Средняя успешность проведения работ составила около 70%. Всего от проведения работ дополнительно получено менее 60 тыс.т нефти. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила не более 1900 т дополнительно добытой нефти на 1 РИР при среднем времени эффекта 1,3 года.

Объект 3₁₇₋₂₁.

В период 1993-2010 гг. было проведено менее 40 мероприятий, большинство из которых (30 ГТМ) выполнено до 2003 г. Абсолютное большинство работ проводили по ЛНЭК. Средняя успешность проведения работ составила не превышает 80%. Всего от проведения работ дополнительно получено 22,3 тыс.т нефти. В 2 скважинах на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила менее 600 т дополнительно добытой нефти на 1 РИР при среднем времени эффекта 8 месяцев.

Объект 13₁.

В период 2001-2010 гг. было проведено более 10 мероприятий, 10 из которых выполнено до 2003 г. Все работы проводили по ЛНЭК. Средняя успешность проведения работ составила около 70%. Всего от проведения работ дополнительно получено не более 20 тыс.т нефти. В 1 скважине на момент анализа эффект продолжается. Средняя достигнутая технологическая эффективность проведения работ составила превышает 1500 т дополнительно добытой нефти на 1 РИР при среднем времени эффекта 6 месяцев.

Выравнивание профиля приемистости (ВПП)

За период 1998-2002 гг. на объектах 1₈ и 2₉ проведено не более 1350 скважино-операций, в 2003-2004 гг. мероприятия по ВПП не проводились. Работы по ВПП были возобновлены в 2005 г. В 2007-2010 гг. проведено менее 85 скважино-операций. В этот период в основном применялись комплексные технологии ВПП, их объем в общей массе проведенных работ составляет приблизительно 90%. Всего от проведения около 1400 работ по ВПП дополнительно получено свыше 450 тыс. т нефти при средней технологической эффективности менее 1 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-операцию.

Нестационарное заводнение

Работы по нестационарному заводнению начались с 2005 года на объекте 5₈ на опытном участке 1, находящемся в южной части месторождения в границах блока разработки №1. В 2007-2010 гг. работы по технологии нестационарного заводнения проводились на 4 участках объекта разработки объект 5₈. Часть работ комплексировалась с закачкой потокоотклоняющих составов и интенсификацией добывающих скважин. Всего дополнительная добыча нефти от проведения работ по нестационарному заводнению на месторождении оценивается в не более 40 тыс.т.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Показатели экономической оценки

Экономическая оценка эффективности разработки Аганского месторождения выполнена в разрезе отдельных эксплуатационных объектов, в целом по их сумме.

По каждому объекту в экономическую оценку включены технологические варианты, отличающиеся между собой расчетным сроком разработки, уровнями добываемой продукции, темпами ее отбора, системой воздействия на пласт, числом скважин, вводимых из бурения и переведенных с другого объекта.

Вариант 1 предусматривает дальнейшую разработку месторождения при сложившихся условиях.

Вариант 2 –предусматривает уплотнение сетки скважин, за счет бурения новых скважин, переводов скважин с других объектов, бурения боковых стволов, вывода из простоя добывающих и нагнетательных скважин. Для увеличения нефтеотдачи пластов намечается проведение комплекса ГТМ.

Вариант 3 – рекомендуемый, в котором дополнительно к варианту 2 предусматривается увеличение числа переводимых добывающих скважин, боковых стволов и ГТМ.

Показатели эффективности по вариантам разработки определялись при условии сбыта 60% добываемой нефти на внутреннем рынке по цене 11800 руб./т (включая НДС) и 40% - на внешнем рынке по 679 долл./т (или 93 долл./барр.).

В выручке от реализации добываемой продукции участвует доход от продажи попутно добываемого газа в соответствии с программой его утилизации 95%.

Транспортные расходы на внешнем рынке рассчитывались на основе тарифа, принятого в размере 30,69 долл./т. Вывозная таможенная пошлина

установлена в зависимости от цены нефти и составляет 327 долл./т.

Расчет экономических показателей эффективности произведен в постоянных ценах (без учета инфляции), в условиях полного налогообложения, при нормах дисконта 10 и 15%.

@ месторождение введено в промышленную разработку в 1973 году. На 1.01. 2011 года отобрано 237,4 млн.т нефти (78% извлекаемых запасов). В перспективном периоде добыча нефти будет осуществляться с использованием ранее и вновь созданных фондов. Исходя из этой предпосылки, эффективность разработки данного месторождения определяется на основе накопленного дисконтированного денежного потока, формируемого за счет добычи нефти, полученной из старых и новых скважин.

Этот показатель определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году и характеризует собой превышение накопленных денежных поступлений (выручка от реализации добываемой продукции) над суммарными затратами для данного проекта (капитальные, эксплуатационные затраты, а также налоги, платежи, отчисляемые предприятием в соответствии с действующим законодательством).

Эффективность вновь привлекаемых инвестиций определяется с использованием системы показателей эффективности инвестиционного проекта (ИП), к числу которых относятся: чистый доход (ЧД), чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости, индекс доходности затрат (R), индекс доходности инвестиций (PI). Для определения этих показателей используется денежный поток, полученный как разность между денежными потоками по варианту с привлечением новых инвестиций и базовому (без дополнительных капитальных вложений).

По каждому варианту разработки рассчитываются также оценочные показатели, включающие в себя капитальные вложения на бурение новых скважин и их обустройство, эксплуатационные затраты на добычу нефти,

доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджеты разных уровней).

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта, является добыча находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти и газа, содержащихся в них сопутствующих компонентов и достижение максимально возможного извлечения сырьевых ресурсов.

Предполагается, что реализация проектных решений будет осуществляться за счет собственных средств недропользователя.

Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Предстоящие капитальные вложения на освоение Аганского месторождения и эксплуатационные затраты на добычу нефти определены на основе исходной информации, обоснованной и подготовленной в ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" по состоянию на 1.01.2011 г.

На @ месторождении, находящемся давно в разработке, создана производственная инфраструктура. Имеющихся производственных мощностей по добыче, сбору и подготовке нефти достаточно для обеспечения эффективного производственного процесса и строительства новых объектов обустройства не требуется. Учитывая наличие и проведенную реконструкцию основных объектов промыслового обустройства, в составе капитальных вложений по каждому варианту разработки учтены затраты на бурение новых скважин и их обустройство.

Затраты на бурение наклонно-направленной скважины определены в размере 56,7 млн. руб., горизонтальной – 93,1 млн.руб. Бурение бокового горизонтального ствола, протяженностью 500 м - 46,3 млн.руб.

Капитальные вложения на обустройство новых скважин состоят из затрат на оборудование, не входящее в сметы строек, оборудование для прочих организаций, нефтесборные сети, комплексную автоматизацию, внутрипромысловые дороги, промводоснабжение, электроснабжение и связь, систему ППД, прочие (непредвиденные затраты), природоохранные

мероприятия.

Расчет капитальных вложений в строительство перечисленных выше объектов (за исключением системы ППД) производится в соответствии с числом добывающих скважин и удельными затратами по отдельным направлениям.

Затраты на организацию системы ППД определяются на основе удельных затрат, приходящихся на одну нагнетательную скважину, и их количества.

По плану капитального строительства в 2011 году намечается привлечение дополнительных инвестиций в размере 91,47 млн. руб. Прочие затраты исчисляются в размере 10% от суммы капитальных вложений на строительство объектов нефтепромыслового обустройства.

Затраты на природоохранные мероприятия определяются в размере 10% от общей суммы капитальных вложений, включающих затраты на буровые работы и нефтепромысловое строительство.

Эксплуатационные затраты на добычу нефти определяются по трем основным направлениям, включающим текущие издержки (прямые затраты), налоговые платежи, начисляемые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления.

Текущие издержки, связанные непосредственно с процессом нефтедобычи и реализацией продукции, определяются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями по вариантам разработки в разрезе следующих статей: обслуживание добывающих скважин, сбор и транспорт нефти и попутного газа, технологическая подготовка нефти, энергетические затраты, капитальный ремонт добывающих скважин, затраты на мероприятия по интенсификации добычи нефти и увеличению конечной нефтеотдачи пласта, исследование скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя

заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, отчисления на соцстрах, капитальный ремонт скважин, цеховые расходы, общепроизводственные и общехозяйственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования. В расчетах удельные затраты по этой статье приняты в размере 5782.8 тыс. руб./скв.-год.

Расходы на сбор, транспорт и подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений. Удельные затраты по этим статьям соответственно составляют 3.34 и 8.56 руб./т жидкости.

Удельные затраты на сбор и транспорт попутного газа составляют 273.53 руб./тыс.м³.

Энергетические затраты на подъем извлекаемой жидкости определяются исходя из ее объема и удельных затрат, включающих расход электроэнергии и ее стоимость. Удельные затраты по этой статье равны 21.59 руб/т жидкости.

Расходы по искусственному воздействию на пласт складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и энергетических затрат на закачку воды. Издержки на обслуживание одной нагнетательной скважины составляют 908 тыс. руб./скв.-год. Удельные затраты на закачку воды составляют 9,8 руб/м³.

Амортизация скважин и прочих основных фондов определяется по действующим нормам на реновацию с учетом остаточной стоимости основных фондов.

К числу платежей и налогов, начисляемых на себестоимость добываемой продукции, относятся налог на добычу нефти, страховые взносы с учетом отчислений на страхование от несчастных случаев, плата за землю.

При оценке вариантов разработки были учтены затраты на ликвидацию скважин, в размере 899 тыс. руб. на 1 выбывающую скважину, и объектов промыслового обустройства в размере 10% от их стоимости. Ликвидационные отчисления в условиях действующей налоговой системы

(не предусматривающей создание специального фонда для его накопления) производятся из прибыли недропользователя.

Налоговая система

Экономическая оценка эффективности разработки Аганского месторождения проведена с учётом налоговых платежей и отчислений, ставки которых приведены ниже.

Налог на добавленную стоимость на нефть взимается в размере 18% от объема реализованной продукции на внутреннем рынке в соответствии с Федеральным Законом от 27.07.2003 г №117-ФЗ, ст.164 и в полном объеме направляется в федеральный бюджет.

Налог на добычу нефти, в соответствии с Федеральным Законом РФ №158-ФЗ, от 22.07.2008 г., до 1.01.2012 года, рассчитывается на основе установленной ставки 419 руб/т, с учетом двух коэффициентов, один из которых характеризует динамику мировых цен на нефть (Кц), другой - степень выработанности запасов нефти (Кв). Согласно №307-ФЗ от 27.11.2010 года с 1 января 2011 ставка НДС на нефть повышается до 446 руб/т; а с 1 января 2013г. – до 470 руб/т.

Коэффициент Кц определяется по формуле: $K_{ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где: Ц – средний уровень цены сорта Юралс, долл./ барр., Р – среднее значение курса доллара.

Коэффициент Кв рассчитывается в зависимости от степени выработанности запасов. Если степень выработанности находится в пределах от 0,8 до 1,0, то коэффициент Кв рассчитывается по формуле:

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V}$$

где: N – накопленная добыча нефти за календарный год, предшествующий налоговому периоду, V – начальные извлекаемые запасы нефти категории А, В, С1 и С2.

Если степень выработанности запасов больше единицы, то коэффициент Кв принимается равным 0,3.

Если степень выработанности запасов меньше 0,8, то коэффициент Кв принимается равным 1.

100% этого налога направляется в федеральный бюджет.

Вывозная таможенная пошлина рассчитывается с учетом поправок, внесенных ФЗ №112 от 18.08.04 и постановления правительства РФ от 26.08.2011 №716. Данный налог определяется на основе шкалы, установленной в зависимости от уровня цены нефти на внешнем рынке:

- при цене меньшей или равной 109,5 долл./т экспортная пошлина не взимается;
- при цене нефти, находящейся в интервале от 109,5 до 146 долл./т, этот налог определяется в размере 35% от разницы цен;
- при цене нефти, находящейся в интервале от 146 до 182,5 долл./т, экспортная пошлина рассчитывается в размере 45% от разницы цен, с учетом ставки, равной 12,78 долл./т;
- при цене свыше 182,5 долл./т экспортная пошлина рассчитывается в размере 60% от разницы цен, с учетом ставки, равной 29,2 долл./т.

Данный налог в полном объеме направляется в федеральный бюджет.

Налог на имущество учитывается в расчетах в размере 2,2% от среднегодовой стоимости основных фондов. Сумма платежей по данному налогу равными долями (по 50%) зачисляется в региональный и местный бюджеты.

Налог на прибыль в соответствии с Федеральным законом РФ №224-ФЗ от 26.11.08 составляет 20% от прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов. От общей суммы этого налога в федеральный бюджет отчисляется 2%, региональный - 18%.

Страховые взносы

Согласно ст.12 закона №212-ФЗ от 24.07.2009 г. «О страховых взносах в пенсионный фонд Российской Федерации, фонд социального страхования, федеральный фонд обязательного медицинского страхования » ставка

страховых взносов с 2011 года устанавливается в размере 34% от годового размера фонда оплаты труда, не превышающего 415 тыс. руб. С сумм выплат, которые превышают 415 тыс. руб., страховые взносы не взимаются.

Страховые взносы целиком направляются в федеральный бюджет.

Страхование от несчастных случаев составляет 0,5% от фонда оплаты труда.

Плата за землю рассчитывается исходя из ставки, равной 5,38 тыс. руб./га. Этот налог в полном объеме поступает в местный бюджет.

Результаты экономической оценки

Экономическая оценка разработки Аганского месторождения выполнена на основе анализа трех технологических вариантов, подготовленным путем суммирования технико-экономических показателей разработки отдельных эксплуатационных объектов по соответствующим вариантам.

Варианты 1 и 2 по месторождению включают в себя соответствующие технологические варианты по всем объектам.

Вариант 3 по месторождению включает в себя показатели разработки 8 объектов по третьим вариантам (АВ₃, АВ₄, АВ₅, БВ₂, БВ₃, БВ₈, БВ₉, ЮВ₁) и 7 объектов по варианту 2 (АВ₁³, АВ₂, АВ₇, БВ₀, БВ₁, БВ₆, БВ₁₇₋₂₂).

За проектный период, равный соответственно 36 и 54 годам, будет отобрано 7,5 млн. т нефти в первом варианте, 64 млн.т – во втором и 66 млн. т – в третьем.

Первый вариант предусматривает дальнейшую разработку месторождения при сложившихся условиях, без привлечения новых инвестиций. Второй вариант предусматривает уточнение проектных решений последнего проектного документа. В варианте 3 разработка месторождения предусматривает новые технологические решения. Для решения проектных задач во втором варианте намечается пробурить 795 скважин, из них 48 – горизонтальные, 165 БГС. В третьем варианте для этой цели потребуется пробурить 797 скважин, из них 48 – горизонтальные и 174 БГС. Кроме этого

по вариантам 2 и 3 намечается провести комплекс геолого-технологических мероприятий, в число которых входят ГРП, ВИР и РИР, ОПЗ, ПВР и потокоотклоняющие технологии.

На реализацию проектных решений в прогнозном периоде в целом по месторождению в вариантах 2 и 3 потребуется привлечь 66,1 и 66,7 млрд. руб. капитальных вложений, из них 54,5 и 55,0 млрд. руб. направляется на бурение новых скважин и их обустройство.

Суммарные эксплуатационные затраты оцениваются в 74 млрд. руб. в первом технологическом варианте, в варианте 2 - 495 млрд. руб., в варианте 3 – возрастают до 510 млрд. руб. Сопоставление основных технико-экономических показателей в целом за расчетный период показано в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Сопоставление основных технико-экономических показателей по вариантам разработки

ПОКАЗАТЕЛИ	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1. Система разработки			
Вид воздействия	завод.	завод.	завод.
Плотность сетки скважин			
Проектный уровень добычи: нефть, тыс.т	1785	3589	3598
газ, млн.м ³	130	266	266
жидкость, тыс.т	35145	49457	49457
Проектный уровень закачки воды, тыс.м ³	35545	47989	47989
Проектный срок разработки, годы	36	54	54
Добыча нефти за проектный период, тыс.т.	7517	63908	65959
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	244930	301321	303372
КИН на конец расчетного периода, доли ед.	0,394	0,485	0,488
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	1429	2676	2688
в т.ч.: добывающих	994	1947	1959
нагнетательных	435	729	729
прочих			
Средняя обводненность на конец разработки, %	98,2	98,1	96,7
Фонд скважин для бурения, всего	0	795	797
в том числе: добывающих наклонно-направленных	0	514	516
добывающих горизонтальных	0	48	48
нагнетательных*	0	233	233
Бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием	0	165	174
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки			

норма дисконта 10%			
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	4636	38536	44898
Индекс доходности затрат, д. ед.	1,06	1,12	1,14
норма дисконта 15%			
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	5183	26956	31376
Индекс доходности затрат, д. ед.	1,07	1,11	1,13
3. Оценочные показатели			
Капитальные вложения на освоение месторождения, млн.руб.	0	66126	66685
в том числе на бурение скважин и БГС, млн.руб.	0	54470	55000
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	74128	495378	509928
Доход государства, млн.руб.	72839	555132	554136
норма дисконта 10%			
Капитальные вложения на освоение месторождения, млн.руб.	0	27569	27723
в том числе на бурение скважин и БГС, млн.руб.	0	22826	22976
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	52721	183307	184884
Дисконтированный доход государства, млн.руб.	55424	225219	221062
норма дисконта 15%			
Капитальные вложения на освоение месторождения, млн.руб.	0	19401	19500
в том числе на бурение скважин и БГС, млн.руб.	0	16082	16180
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	46635	133230	133948
Дисконтированный доход государства, млн.руб.	50260	166783	163287
* в том числе скважины с отработкой на нефть	-	169	169
4. Эффективность новых инвестиций			
норма дисконта 10%			
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	-	33899	40262
Внутренняя норма доходности, %	-	>100	>100
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	2,23	2,45
Индекс доходности затрат, д.ед.	-	1,11	1,12
Срок окупаемости, годы	-	1	1

Анализируя основной показатель эффективности, можно видеть, что освоение месторождения является эффективным по всем трем вариантам, о чем свидетельствует положительная величина чистого дисконтированного дохода, равная соответственно по вариантам 4,6, 38,4 и 44,8 млрд. руб. при норме дисконта 10%.

Как видно, наибольшая величина основного показателя эффективности отмечается в варианте 3. Система разработки, предусмотренная в этом варианте по отдельным эксплуатационным объектам, обеспечивает достижение наибольшей величины коэффициента нефтеизвлечения в целом по месторождению. КИН в варианте 3 равен 0,488 д. ед., в вариантах 1 и 2 -

0,394 и 0,485 д. ед. Расчеты показали, что решающее влияние на показатели эффективности по месторождению в целом оказывает разработка основных объектов АВ₁₋₃, БВ₈ БВ₉ и БВ₁₇₋₂₁. Удельный вес добычи нефти по этим объектам составляет более 80% в общем объеме по месторождению. Из суммарного дохода недропользователя, равного 44,9 млрд. руб., на долю этих объектов приходится 76%.

Показатели эффективности новых инвестиций также характеризуются высокими уровнями. Индексы доходности затрат и инвестиций по рекомендуемому варианту равны соответственно 1,12 и 2,45 д.ед, срок окупаемости вложенных средств составит 1 год при норме дисконта 10%.

Анализ чувствительности

Анализ чувствительности проекта к изменению основных параметров, выполнен по варианту 3, рекомендуемому к практической реализации. Было рассмотрено влияние изменения добычи нефти, цен на внутреннем и внешнем рынке, капитальных и текущих затрат на основной показатель эффективности – чистый дисконтированный доход. Изменение перечисленных факторов принято в интервале от $\pm 10\%$ до $\pm 30\%$. Результаты расчетов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Анализ чувствительности проекта Влияние изменение добычи нефти

Колебания показателей (+, -)		Чистый дисконтированный доход млн. руб.	
Добыча нефти, тыс.т	%	н.д.-10%	н.д.-15%
46171	-30%	9037	6290
52767	-20%	21128	14704
59363	-10%	33031	23046
65959	0%	44898	31376
72555	10%	56764	39706
79151	20%	68628	48036
85747	30%	80493	56366

Влияние изменения цен нефти

Колебания показателей (+, -)			Чистый дисконтированный доход млн. руб.	
Цена нефти на внутреннем рынке, руб/т	Цена нефти на внешнем рынке, долл/бар.	%	н.д.-10%	н.д.-15%
8260	84	-30%	13321	9443
9440	74	-20%	23960	16796
10620	84	-10%	34447	24091
11800	93	0%	44898	31376
12980	102	10%	55348	38661
14160	112	20%	65796	45945
15340	121	30%	76244	53229

Влияние изменения капитальных затрат

Колебания показателей (+, -)		Чистый дисконтированный доход млн. руб.	
Капитальные затраты, млн.руб.	%	н.д.-10%	н.д.-15%
46680	-30%	53215	37226
53348	-20%	50443	35276
60017	-10%	47671	33326
66685	0%	44898	31376
73354	10%	42126	29426
80023	20%	39354	27476
86691	30%	36581	25526

Влияние изменения текущих затрат

Колебания показателей (+, -)		Чистый дисконтированный доход млн. руб.	
Текущие затраты, млн. руб.	%	н.д.-10%	н.д.-15%
161034	-30%	62301	43715
184039	-20%	56501	39602
207044	-10%	50700	35489
230049	0%	44898	31376
253053	10%	39094	27262
276058	20%	33278	23145
299063	30%	27410	19012

Расчеты показали, что разработка Аганского месторождения остается эффективной при снижении добычи нефти или ее цены, а также при увеличении капитальных или текущих затрат в интервале от 10% до 30%. Чистый дисконтированный доход в каждом из этих случаев имеет

положительный результат. Изменяется лишь его абсолютное значение в сторону уменьшения.

При улучшении всех параметров в интервалах от 10% до 30% чистый дисконтированный доход, естественно, увеличивается в своем объеме.

Таким образом, проведенный анализ чувствительности показал устойчивость предлагаемых проектных решений к изменению различных факторов

Разработка ресурсоэффективной стратегии развития предприятия

В настоящее время, когда экстенсивные способы увеличения прибыли предприятия себя практически исчерпали, снижение издержек производства становится главным направлением увеличения прибыльности работы предприятий. Поэтому снижение ресурсоемкости продукции и ее важнейших составляющих, усиление ресурсосберегающей политики на всех уровнях управления становится одним из важнейших направлений повышения эффективности производства. Особенно это важно для предприятий нефтегазовой отрасли, так именно данный сектор является одним из самых больших потребителей первичных ресурсов.

Выявленные в ходе анализа деятельности ОАО «Славнефть» проблемы (использование морально и физически изношенного оборудования, производство продукции, не в полной мере соответствующей мировым стандартам и др.) позволяют предложить в качестве одного из путей их решения применение ресурсоэффективной стратегии, ориентированной на получение данным предприятием конкурентных преимуществ за счет сокращения издержек путем внедрения ресурсосберегающего типа производства на базе научно-технического прогресса и современных форм менеджмента.

В качестве основных программных мер разработки данной стратегии могут быть названы следующие:

- внедрение комплекта технических регламентов, стандартизирующих вопросы эффективного ресурсопотребления;

- определение потенциала ресурсосбережения по результатам аудита имеющихся ресурсов;
- обновление и модернизация основных производственных фондов, обладающих повышенной ресурсоемкостью, внедрение наукоемких энерго- и ресурсосберегающих технологий на стадиях добычи нефти, ее подготовки, транспортировки и промышленной переработки;
- оптимизация режимов работы энергетического оборудования, применяемого в процессе добычи нефти.

Эти проблемы жизненно важны для надежного энергообеспечения, поэтому должны стать неотъемлемой частью ресурсоэффективной программы.

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность подразумевает под собой добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Иными словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между лицом и обществом.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в бакалаврской работе.

Проанализировав факторы рабочей зоны при проведении технологических исследований можно выделить следующие вредные факторы: шум от работы оборудования, некомфортные метеорологические условия, высокая напряженность электрического поля. Опасными факторами при работе являются образование взрывных смесей, электробезопасность.

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Шумы

Шумовое загрязнение на рабочем месте отрицательно влияет на работающих: замедляется скорость реакций, увеличивается расход энергии при одной и той же физической нагрузке, снижается внимание и т.п. В итоге снижается качество выполняемой работы и производительность труда[11].

Знание физических законов процесса распространения и излучения шума позволит принимать решения, воздействующие на уменьшение его негативного воздействия на человека.

Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука[10].

Допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

К средствам коллективной защиты можно отнести звукоизоляцию вышеперечисленных частей установок и использование гибких переходов между работающими деталями машин. Для индивидуальной защиты от шумов эффективны наушники и беруши.

Метеорологические условия

В ходе проведения работ по воздействию на нефтяной пласт подразумевается нахождение рабочего на улице, с целью необходимого контроля за оборудованием и непосредственно за самим процессом. Воздействие климатических условий в зимний период времени может привести к получению обморожений различных степеней, что скажется на потере трудоспособности работника. [8]

Именно поэтому необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.

- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

Электромагнитное излучение

Электромагнитное поле сверхвысоких напряжений отрицательно воздействует на организм человека. Медицинское обследование персонала, длительно работающего вблизи сверхвысокого напряжения, показало, что электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у человека повышенную утомляемость, понижение артериального давления, падение частоты пульса; в сердце возникают резкие боли, сопровождающиеся сердцебиением и аритмией.

Источниками электромагнитных полей являются линии электропередач (ЛЭП) напряжением до 1150 кВ, открытые распределительные устройства, включающие коммутационные аппараты, устройства защиты и автоматики, измерительные приборы.

Источниками ионизирующих излучений являются радиоактивные вещества (радионуклиды), которые широко применяются при геофизических исследованиях скважин, а также содержатся в породе. Радионуклиды, содержащиеся в породе, оказываются на поверхности вместе с выбуренной породой и шламами.

Допустимые уровни напряженности электрических полей:

- предельно допустимый уровень напряженности действующего ЭП устанавливается равным 25 кВ/м.

- пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

- пребывание в ЭП напряженностью до 5 кВ/м включительно допускается в течение рабочего дня.

- при напряженности ЭП свыше 20 до 25 кВ/м время пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 мин.

К средствам защиты можно отнести экранирующие костюмы, а также соблюдение норм нахождения под воздействием электрического поля.[9]

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

На КС могут быть выявлены следующие проявления опасных факторов:

- электробезопасность;
- пожаробезопасность.

Электробезопасность

Для защиты пожаро - и взрывоопасных помещений от попадания в них молнии броня кабелей и металлические трубопроводы в местах ввода их в здания заземлены.

Для отвода в землю атмосферного электричества в результате прямого удара молнии и предупреждения прямого удара молнии установлены молниеотводы. Ежегодно перед началом грозового сезона проверяются устройства молниезащиты и устраняются обнаруженные неисправности.

Электробезопасность может быть обеспечена только строгим выполнением требований действующих электротехнических нормативов.

Жестко контролируются условия работы с электроустановками: не допускается выполнение работ без устного или письменного разрешения (наряда); запрещается работать в одиночку; до проведения работ надо выполнить все необходимые организационные и технические мероприятия по обеспечению техники безопасности. Для повышения безопасности весь персонал, использующий или обслуживающий электроустановки, подлежит

регулярному медицинскому осмотру, проходит обучение, переквалификацию и проверку знаний по технике безопасности и др.

На предприятии периодически контролируется состояние изоляции, измеряется сопротивление изоляции и проводится испытание электрической прочности.

На установках имеются диэлектрические перчатки, боты и резиновые коврики, изолирующие подставки и др. Выбор изолирующих средств регламентирован правилами эксплуатации установок и техники безопасности, инструкцией Аганского НГДУ. Перед каждым употреблением проверяется исправность защитных средств, отсутствие внешних повреждений, резиновые перчатки проверяются на отсутствие проколов. Все защитные средства хранятся в соответствии с правилами и подвергаются периодическим контрольным просмотрам, электрическим и механическим испытаниям.

Важным источником информации и оповещения персонала и окружающих, является предупреждающие таблички: «Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», «Внимание! Пуск автоматический!», которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

Основные инженерно-технические мероприятия по защите от статического электричества, проводимые на @ НГДУ:

- уменьшение интенсивности генерации электрических зарядов за счет подбора конструкционных материалов, облицовки оборудования, уменьшения силы трения и скорости истечения жидкости и так далее;
- устранение зарядов статического электричества путем заземления частей оборудования, путем нейтрализаторов статического электричества.

Основные инженерно-технические мероприятия по защите от электромагнитных полей, проводимые на @ НГДУ:

- ослабление электромагнитных полей за счет устройства отражающих или поглощающих излучение экранов;

- уменьшение мощности электромагнитных излучений;
- удаление источника электромагнитных излучений от рабочего места или наоборот.

Пожаробезопасность

Пожаробезопасность включает в себя риски от возгорания изоляции тоководов. Во избежание этого следует постоянно следить за состоянием токоведущей сети цеха. Около потенциально опасных участков цеха должны находиться углекислотные или порошковые огнетушители, а персонал обязуется знать правила пожарной безопасности.

При тушения пожара применяют следующие средства: охлаждение очага возгорания ниже допустимой температуры; разбавление воздуха невозгорающими газами до концентрации кислорода, при котором горение прекращается; механический уничтожение пламени струей газа или жидкости; снижение скорости воздействия химической реакции, протекающей в пламени; образование условий огнепреграждения, от которых пламя пойдет через узкие проходы. Для осуществления тушения загорания водой в системе автоматического пожаротушения используются устройства спринклеры и дренкеры. Их недостаток — распыленье происходит на площади до 15 м².

Организационные и организационно-технические процедуры по гарантированию пожарной безопасности должны включать осуществление контроля и надзора за соблюдением норм технологического режима, правил и норм техники безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности[12].

Охрана окружающей среды

За последние годы ОАО «Славнефть» приняло ряд природоохранных мер по снижению вредного воздействия объектов нефтегазодобычи на окружающую среду, включая организационные и технико-экологические мероприятия. На предприятиях ОАО «Славнефть» ежегодно составляются согласованные с контролирующими органами планы

организационно-технических мероприятий по предотвращению загрязнения водных ресурсов, земель и атмосферы воздуха, в том числе по строительству природоохранных объектов и рациональному использованию природных ресурсов.

Наземное технологическое оборудование обеспечивает сбор и подготовку к транспорту или хранению не только нефти и газа, но и попутно добываемых кондиционных продуктов (конденсата, серы, инертных газов и т.д.).

В генеральном плане обустройства Аганского месторождения предусмотрен большой комплекс природоохранных мероприятий.

Использование однетрубной системы сбора скважинной продукции позволяет полностью герметизировать транспорт нефти и газа от скважин до резервуаров предварительного отстоя нефти. Обвалование и устройство бетонных площадок на устьях скважин, а также на замерных установках исключает попадание нефти на землю. Предусмотрена полная утилизация сточных и пластовых вод. Из потребления системой ППД исключены пресные воды. Предусмотрена герметизация системы канализации для предотвращения загазованности территории резервуарных парков. На землях, где производится строительство линейных сооружений (трубопроводы, линии электропередач и телемеханики, автодороги) осуществляется реккультивация земель. На УКПН степень обессоливания принята под давлением в герметизированных электродегидрататорах без отбора газовой фракции. Сброс с предохранительного клапана предусматривается в специальную емкость, откуда выделившийся газ направляется на факел для сжигания. Газ, выделившийся в сепараторах, полностью собирается и отправляется потребителям.

Несмотря на все перечисленные природоохранные мероприятия на @ нефтяном месторождении все же идет загрязнение окружающей среды. Наиболее частые источники загрязнения, приносящие наибольший урон:

загрязнение вышележащих пресноводных пластов и загрязнение поверхностных источников.

Весь фонд добывающих скважин ненадежен с точки зрения охраны пресноводного комплекса. В связи с этим происходит загрязнение пресных вод как соленой водой, так и нефтяной эмульсией, в основном из-за заколонных перетоков.

Самая большая проблема связана с загрязнением рек ионами хлора. При естественном содержании ионов хлора 14 мг/л оно достигает значения 100-150 мг/л, а при авариях 250-300 мг/л. Причинами повышенного содержания хлоридов в поверхностных водах является большое количество аварий водоводов и нефтепроводов, разливы сточных вод, изливы соленых вод при ремонтных работах на скважинах. Характер рельефа обуславливает сток всех загрязнений в реки и ручьи. Для избежания загрязнений пресноводного комплекса необходим тщательный контроль за состоянием трубопроводов, усиленная защита их от коррозии, контроль за состоянием цементного камня в добывающих и нагнетательных скважинах.

Снижение попадания вредных веществ в атмосферу предусматривается путем проектирования и внедрения технических, технологических и организационных мероприятий, направленных на сокращение потерь фракций легких углеводородов в нефти, обеспечение надежной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования.

Технические мероприятия направлены на оснащение противовыбросовым оборудованием, устройствами герметизации, контроля, обнаружения и ликвидации утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу, водоносный комплекс горизонтов и сам нефтяной пласт. Технологические мероприятия предусматривают систематическое проведение профилактических мероприятий, направленных на бесперебойную работу оборудования.

Проанализировав состояние окружающей среды в зоне действия НГДУ, можно сделать вывод, что уровень обеспечения экологической безопасности

достаточно высок. Статистика показывает, что при проведении закачки на @ месторождении количество ЧС и связанных с ними загрязнений окружающей среды, незначительно. Поэтому можно заключить, что предлагаемые в дипломном проекте мероприятия не повлияют на достигнутый уровень экологической безопасности при условии соблюдения норм и использования исправного оборудования.

Защита в чрезвычайных ситуациях

Отдел по делам гражданской обороны (ГО) и чрезвычайных ситуаций обеспечивает безопасность в ЧС, поэтапно решая следующие задачи:

- выявление потенциальных видов ЧС и оценка риска возникновения;
- прогнозирование последствий ЧС;
- выбор, обоснование и реализация организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС.

Для Аганского месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большие колебания погодных условий в течение года от весьма холодной зимы (-50°C) до жаркого лета ($+35^{\circ}\text{C}$), сильные метели и снежные заносы);
- технические: сильные взрывы газовоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- военно-политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

-оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;

-планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

-обучение населения к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

Контроль за обстановкой на потенциально опасных объектах и прилегающей к ним территории осуществляют службы и подразделения соответствующих хозяйственных объектов, оснащенные необходимыми техническими средствами, материалами и обученным персоналом.

Информация об угрозе возникновения крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий поступает в @ НГДУ из отдела по делам ГО и чрезвычайных ситуации; из центральной инженерно-технической службы предприятия; от первого заметившего.

С получением сигнала дежурная смена ЦИТС проверяет правильность получения информации, оповещает руководителя предприятия и по его указанию руководящий состав и всех членов комиссии по ЧС (или оперативной группы, штаба ГО и ЧС по решению председателя комиссии).

С прибытием комиссии по ЧС (КЧС) или других органов руководитель или председатель КЧС:

- проводит совещание, с постановкой конкретных задач исходя из сложившейся обстановки;

- организует разведку и наблюдение на территории предприятия;

- организует круглосуточное дежурство руководящего состава;

- проверяет наличие схемы оповещения сотрудников и при необходимости принимает решение о включении в действие плана оповещения;

- в течение двух часов приводит в готовность в пунктах постоянной дислокации без прекращения производственной деятельности невоенизированные формирования повышенной готовности;
- организует мероприятия по оказанию медицинской помощи, подготовке к отправке пострадавших в медицинские учреждения;
- организует питание личного состава формирований через пункты горячего питания предприятия;
- в зимнее время предусматривает обогрев личного состава формирований.

В планах предусмотрены следующие способы защиты рабочих и служащих в ЧС: эвакуация людей, укрытие в защитных сооружениях, применение средств индивидуальной защиты.

В настоящее время соответствующие службы подразделений предприятия располагают всеми необходимыми средствами защиты, и в случае необходимости они могут быть своевременно применены.

Хозяйственные объекты не возможно полностью защитить от воздействия различных поражающих факторов, возникающих при ЧС, но необходимо сделать все возможное для предотвращения или снижения потерь рабочих, служащих, населения, уменьшения степени разрушения инженерно-технического комплекса. Для этого на объектах Аганского НГДУ проводятся периодические исследования устойчивости работы объектов в ЧС. Целью оценки устойчивости работы объекта является выявление его слабых элементов, чтобы впоследствии разработать и провести технологические, организационные и инженерно-технические мероприятия, направленные на повышение устойчивости работы объекта в условиях ЧС.

Законодательное регулирование проектных решений

Непосредственное управление и контроль за режимом работы оборудования КС должен выполнять, как правило, диспетчер (сменный инженер). Управление должно осуществляться с единого диспетчерского пункта, оснащенного необходимыми средствами связи, телесигнализации,

телеуправления, электронно-вычислительной и информационной техники и оперативной технической документации.[7]

В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) должен находиться персонал, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования, в том числе включение и отключение оборудования, шлейфов, нагнетательных и добывающих скважин и переключение запорной арматуры.

Диспетчер (сменный инженер) обязан:

- предотвращать работу оборудования с параметрами, превышающими допустимые;
- анализировать состояние оборудования КС;
- принимать необходимые меры по соблюдению установленного режима работы (закачка трассера и т.д.);
- немедленно сообщать главному диспетчеру об изменениях режима работы КС.
- регулярно в установленное время обеспечивать передачу информации о технологическом режиме в ПДС имеющимися средствами.

Сменный персонал ГП должен работать по графикам, утвержденным руководством ГП.

Ведение диспетчерского режима во всех предприятиях осуществляется по московскому поясному времени в 24-часовом исчислении. Прием-передача смены сменным персоналом должны оформляться в диспетчерском журнале.

Прием-передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается. Прибывшая смена должна принять участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства ГП.

Режим труда и отдыха персонала объектов КС устанавливается правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с

Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливаются с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта КС.

Режим труда и отдыха вахтового персонала объектов КС устанавливается положением о его работе, утверждаемым руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматриваются специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

Заключение

1. Дополнительная добыча нефти от анализируемых мероприятий составляет 11,8% накопленной добычи нефти месторождения, а за период 2006-2010 гг. – более 46% добычи нефти. Это свидетельствует о все более возрастающей роли мероприятий по интенсификации добычи нефти о повышению нефтеотдачи пластов в дальнейшей разработке месторождения.

2. Высокую технологическую эффективность показало применение боковых стволов на различных объектах разработки. Помимо поддержания регулярной сетки скважин, бурение БС и БГС способствовало отбору нефти из зон, слабодренлируемых основными стволами скважин. В перспективе бурение БГС позволит продолжить эксплуатацию объектов разработки в условиях добычи высокообводненной продукции.

3. Горизонтальные скважины, пробуренные на объектах БВ₆ и БВ₈, оказались весьма эффективным инструментом разработки - средняя добыча нефти 1 ГС составила на момент анализа более 295,0 тыс.т. В ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» имеется удачный опыт бурения ГС и в коллекторах с более низкими ФЕС, что позволяет рекомендовать бурение ГС и на объекте АВ₁³.

4. Проведение ГРП по-прежнему остается основным инструментом интенсификации добычи нефти в скважинах объектов АВ₁³, АВ₄ и особенно БВ₁₇₋₂₁. Его применение будет оправдано как при вводе скважин из бурения (или переводе на объект), так и в процессе эксплуатации.

5. Продолжение работ по дострелу и перестрелу пластов, физико-химических ОПЗ позволит в некоторой степени удерживать от падения дебиты нефти скважин.

Список использованных источников

1. Пересчет запасов нефти, растворенного газа, сопутствующих компонентов и ТЭО КИН Аганского месторождения , 2008 г., ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"
2. Дополнение к проекту разработки Аганского месторождения 2009 г. ОАО ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова, г.Москва
3. А.В. Билинчук и др. "Выработка новых геологических моделей строения продуктивных пластов в связи с переоценкой балансовых запасов нефти и растворенного газа Аганского месторождения". Тюмень 2006 г.
4. Гаттенбергер Ю.П. Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. М., изд-во «Недра», 1971 г.
5. Ульянова В.П. Уточнение геологической модели, пересчет запасов нефти и растворенного газа Северо-Покурского нефтяного месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа по состоянию на 01.01.2004. г. Тюмень
6. Дьяконов В.П. и др. Подсчет эксплуатационных запасов подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса Южно-Киньяминского нефтяного месторождения (Западная Сибирь). Москва, 2005 г.
7. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. -61 с.
8. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990
9. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов.- М.: Недра. 1987. – 247 с.
10. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
12. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

13. ГОСТ 12.1.006–84.ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.
14. Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.
15. Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов, Москва, 2000 г.