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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ разработки S нефтяного месторождения (ХМАО)

УДК 622.323-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Хряпов П.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ельчанинова Е.А	Кандидат химических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующая каф. ГРНМ	Чернова О.С	Кандидат геолого-минералогических наук		

Томск – 2017 г.

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ _____ О.С. Чернова
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Хряпов Павел Сергеевич

Тема работы:

Анализ разработки S нефтяного месторождения (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25 мая 2017 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно исследовательских работ, периодическая литература. Монографии и учебники.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение, Общие сведения о месторождении и участке недр, Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, Разработка объекта $БС_{10}$, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение
Перечень графического материала	1.Границы лицензионного блока 186

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы *(с указанием разделов)*	
Раздел	**Консультант**
Финансовый менеджмент	**Пожарницкая Ольга Вячеславовна**
Социальная ответственность	**Немцова Ольга Александровна**
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ельчанинова Елена Александровна	Кандидат химических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Хряпов Павел Сергеевич		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	**2**
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов
Р6	Внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования и компьютерных технологий*
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для со*ставления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2017

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2017	Геологическое строение района месторождения	*15*
10.03.2017	Текущие состояние дел по опытно промышленной эксплуатации	*20*
24.03.2017	Сравнение с другими месторождениями региона	*20*
19.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	*15*
30.05.2017	Социальная ответственность	*15*
10.06.2017	Оформление работы	*15*

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	**Ельчанинова Е.А**	**к.х.н**		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	**Чернова О.С.**	**к. г.-м. н.**		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 91 с., 1 рис., 14 табл., 8 источников.

Ключевые слова: месторождение, опытно-промышленные работы, нефть, газ, заводнение, геолого-геофизическая модель, запасы, углеводородное сырье, разработка.

Объектом исследования является S нефтяное месторождение.

Предмет исследования: системы разработки S нефтяного месторождения.

Цель работы − провести анализ разработки S нефтяного месторождения.

В процессе исследования выявили, что для более гибкого регулирования объёмами закачки, снижения пластового давления и возможность смены фронта вытеснения на S месторождении перешли с обращённой семиточечной системы разработки на блочно-замкнутую, за счёт существующего нагнетательного фонда скважин.

Полученные экспериментальные данные могут быть использованы для принятия мер по увеличению охвата запасов процессом вытеснения и оптимизации эксплуатации скважин.

Список сокращений

ВНЗ – водонефтяная зона;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГКО – глино-кислотная обработка;

ГПП – гидропескоструйная перфорация;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ДНС – дожимная насосная станция;

ИНФП – изменение направления фильтрационных потоков;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КНС – кустовая насосная станция;

КОП – категория опасности предприятия;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НБЗН – наибольший объем начальных балансовых запасов;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ПДК – предельно допустимые концентрации;

ППД – поддержание пластового давления;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ЭЦН – электрический центробежный насос.

Содержание

Введение 10
1 Общие сведения о месторождении и участке недр 12
1.1 Характеристика района работ 12
1.2 История освоения месторождения 15
2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов 17
2.1 Геологическое строение месторождения и залежей 17
2.2 Характеристика пластов и залежей 19
2.3 Свойства и состав пластовых жидкостей и газов 23
3 Разработка объекта $БС_{10}$ 25
3.1 Основные проектные решения по разработке объекта $БС_{10}$ 25
3.2 Выбор рационального варианта разработки объекта $БС_{10}$ 31
Обоснование расчетных вариантов разработки 31
3.3 Основные мероприятия по регулированию разработки 36
3.4 Закономерности в выработке запасов 39
3.4.1 Обоснование структуры начальных и текущих запасов нефти горизонта $БС_{10}$ 39
3.4.2 Оценка охвата разработкой горизонта $БС_{10}$ 43
3.4.3 Характер выработки запасов по блокам горизонта $БС_{10}$. 51
3.5 Выводы и рекомендации 59
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ... 67
4.1 Аннотация мероприятия 67
4.2 Анализ влияния проведения оптимизации на ТЭП предприятия. 68
4.3 Расчет экономической эффективности программы оптимизации фонда скважин 70
5 Социальная ответственность 74
5.1 Основные опасности и вредности при эксплуатации нефтяных месторождений 74
5.1.1 Технические требования к оборудованию и рабочему 75
инструменту, гарантирующему безопасность 75
5.1.2 Санитарные требования 77

5.1.3 Противопожарные требования и средства пожаротушения 78
5.1.4 Средства индивидуальной защиты 80
5.2 Экологичность проекта 81
5.2.1 Влияние проектируемых работ на окружающую среду 81
5.2.2 Мероприятия по защите окружающей среды на месторождении 83
Заключение 90
Список использованных источников 91

Введение

S нефтяное месторождение, разрабатываемое с 1964 года, является одним из старейших и крупнейших месторождений Западной Сибири. За период пробной и промышленной эксплуатации месторождения было разработано пять основных проектных документов (1965 г., 1976 г., 1978 г., 1981 г., 1987 г.), которые поэтапно корректировались и совершенствовались в процессе разбуривания и разработки, уточнения геологического строения, внедрения новых технологий.

За 18 лет, прошедшие с момента утверждения основного действующего проектного документа, произошли некоторые изменения в представлениях о геологическом строении месторождения, а также в состоянии разработки эксплуатационных объектов.

Цель исследования − провести анализ разработки S нефтяного месторождения.

Для достижения поставленной цели были определены следующие **задачи:**

1. Получение общих сведений о месторождении.
2. Изучение свойств и состава пластовых жидкостей и газов.
3. Выбор рационального варианта разработки.

Объектом исследования является S нефтяное месторождение.

Предмет исследования: системы разработки S нефтяного месторождения.

Научная новизна работы. Для более гибкого регулирования объёмами закачки, снижения пластового давления и возможность смены фронта вытеснения на S месторождении перешли с обращённой семиточечной системы разработки на блочно-замкнутую, за счёт существующего нагнетательного фонда скважин.

Практическая значимость. Полученные экспериментальные данные могут быть использованы для принятия мер по увеличению охвата запасов процессом вытеснения и оптимизации эксплуатации скважин.

1 Общие сведения о месторождении и участке недр

1.1 Характеристика района работ

В административном отношении S месторождение нефти (площади $БС_{1-5}$ и $БС_{10}$) располагается на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и находится в центральной части Западно-Сибирской низменности.

Рельеф местности представляет собой сильно заболоченную равнину. Абсолютные отметки его колеблются в пределах 6-46 м над уровнем моря. Возвышенные места занесены смешанным лесом с преобладанием хвойных пород.

Климат в данной местности резко континентальный. В январе средняя температура колеблется от -22 °С до -28 °С, минимальная -55 °С.

Снеговой покров лежит около00 дней, его мощность 0.5-1.0 м.

Летом число дней со среднесуточной температурой выше +20 °С равно 30. За летний период выпадает около половины годового количества осадков.

Территорию S месторождения с востока на запад пересекают р. Обь и Юганская Обь.

Районный центр г. Сургут находится в 40 км к северо-востоку от месторождения, непосредственно на месторождении находится г. Нефтеюганск (рисунок 1).

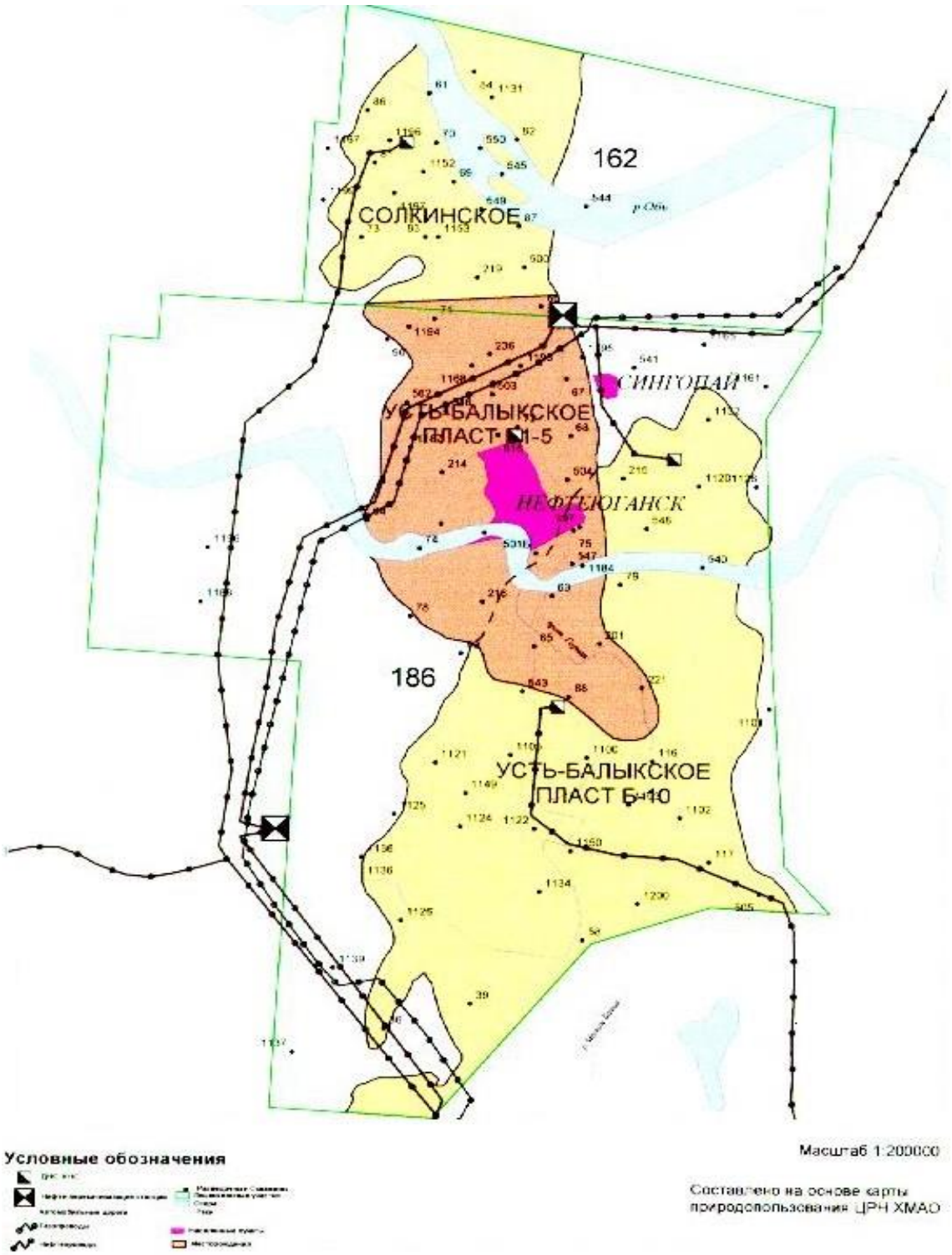

Рисунок 1 − Границы лицензионного блока 186

Коренное население района - русские, ханты, манси. Основное занятие охота, рыбная ловля, звероводство и животноводство. Население г. Нефтеюганска занято в основном на предприятиях нефтедобывающей промышленности.

Сообщение между городами и поселками осуществляется воздушным

транспортом круглогодично. Также проложены федеральная железобетонная дорога и железная дорога Тюмень – Сургут – Нижневартовск.

S промысел и г. Нефтеюганск обеспечиваются электроэнергией от Тюменской ТЭЦ по ЛЭП-500 и Сургутской ГРЭС. Через месторождение проходит нефтепровод Усть-Балык - Омск.

В Сургутском районе поисковой партией Тюменской комплексной геологоразведочной экспедицией "Главтюменьгеология" проводились поисково-разведочные работы на строительные материалы. В результате проведенных работ открыты месторождения керамзитовых и кирпичных глин, строительных песков, песчано-гравийной смеси.

В районе между г. Сургутом и Нефтеюганском имеется три месторождения песчано-гравийной смеси: Белоярское, Черногорское и Лемнинское.

Для нужд населения, проживающего в районе месторождения и в г. Нефтеюганске, используются воды отложений олигоценового и четвертичного возраста, к которым приурочены три верхних водоносных горизонта: четвертичный, новомихайловский (надмерзлотный) и атлымский (подмерзлотный).

Подземные воды четвертичного горизонта содержатся в песчаных отложениях ларьякской толщи, пойменной и второй надпойменной террасах, тесно связанных друг с другом и с поверхностными водами озер, болот, многочисленных рек и ручьев. Мощность водоносного горизонта составляет 30-40 м.

Подземные воды бесцветные (цветность от 10 до 35 %), прозрачные (более 30 %), пресные, без вкуса и запаха, слабощелочные, (pH - 7.3-7.5), окисляемость 1.76-3.36 мг/л O_2, что соответствует ГОСТу на питьевые воды.

Согласно классификации природных вод по Сулину В.А., подземные воды относятся к гидрокарбонатным, кальциево-магниевым. Общая минерализация подземных вод колеблется в пределах 0.2-0.4 г/л, общая жесткость составляет 0.05-3.60 мг-экв/л.

С 1971 г. для поддержания пластового давления (ППД) используются пластовые, попутно добываемые с нефтью, воды. Другим источником водоснабжения системы ППД являются поверхностные воды р. Юганская Обь.

1.2 История освоения месторождения

S месторождение открыто в 1961 году. Горизонты $БС_{1-5}$ и $БС_{10}$ выделены в самостоятельные месторождения.

Горизонт $БС_{1-5}$ разрабатывается с 1964 г. и имеет собственную историю освоения.

Промышленная разработка горизонта $БС_{10}$ ведется с 1974г НГДУ «Юганскнефть», хотя первая скважина введена в эксплуатацию в 1966 году. В период пробной эксплуатации 1966 – 1973 гг. на площади работало 8 добывающих скважин. Интенсивное разбуривание и ввод скважин в эксплуатацию началось с 1974 года.

Разбуривание площади имеет богатый опыт по трансформированию разных систем разработки и плотности сеток скважин. Первоначально объект разбуривался по сетке скважин с плотностью 48,7 га/скв. по семиточечной системе заводнения. В настоящее время система заводнения по объекту переформировывается в блочно-замкнутую систему при пробуренной сетке скважин с плотностью 12,2 га/скв. Уплотнение сетки и освоение площадной системы заводнения в 1983 – 1986 гг. способствовало росту добычи нефти и достижению в 1988 году максимального уровня добычи – 4,615 млн. тонн. С 1987 года по 1989 год отмечается период относительно стабильной добычи нефти. С 1990 года началось снижение добычи нефти. В период с 1990 года по 1995 год темпы снижения добычи нефти составили от 13,0 до6,0 %. Падение добычи нефти связано со значительным обводнением высокопроизводительных скважин, а также быстрым обводнением новых скважин, пробуренных в краевых зонах и в зонах уплотнения сеток скважин.

На месторождении пробурен огромный фонд скважин - более 1400 скважин. Разбуривание месторождения продолжалось 19 лет, всего пробурено

3656 тыс. метров эксплутационного метража. Средняя глубина скважин614 метров.

Историю разбуривания можно разделить на 3 этапа:

1. 1974 – 1981 гг. бурение основной сетки, проводилось медленными темпами, за 8 лет было пробурено около 180 скважин. Максимальный объем бурения за этот период приходится на 1976 год – 120 тыс. м (3%);

2. 1982 – 1986 гг. бурение в основном, уплотняющих скважин в зонах присутствия всех трех пластов $БС_{10}^{1}$, $БС_{10}^{2}$, $БС_{10}^{3}$. Разбуривание проводилось максимальными темпами. За 5 лет было пробурено 814 скважин. Максимальный объем бурения приходится на 1986 год – 802 тыс. м (22%);

3. 1987 – 1992 гг. разбуривание краевых зон залежи. Темп бурения – умеренный, за 6 лет пробурено около 500 скважин. Максимальный объем бурения приходится на 1987 год – 495 тыс. м (14%).

Разбуривание месторождения завершено в 1992 году. К началу 1993 года горизонт ($БС_{10}$) разбурен на 95%. В настоящее время объект находится в стадии падающей добычи нефти. По состоянию на 01.01.05 площадь разбурена до контура нефтеносности. Система расположения скважин площадная семиточечная, заводнение рядное с переходом на площадное. Отобрано 67% отНИЗ при обводненности 79%. Средний дебит нефти за004 год составил 11,75 т/сут, дебит жидкости – 55,97 т/сут.

На 01.01.05 г. по объектам разработки накопленный отбор нефти составлял:

пласт $БС_1$ 71,9 млн. т; пласт $БС_{2-3}$ 59,1 млн. т;

пласт $БС_4$ 7,5 млн. т; пласт $БС_5$,4 млн. т;

пласт $БС_6$ 0,5 млн. т; пласт $БС_{10}$ 59,7 млн.т.

2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

2.1 Геологическое строение месторождения и залежей

Стратиграфия

В разрезе юрской системы выделяются отложения тюменской (нижний и среднеюрский отделы), васюганской и баженовской (верхнеюрский отдел) свит. Породы тюменской свиты Геологический разрез месторождения сложен мезокайнозойскими отложениями осадочного чехла, залегающего на поверхности складчатого фундамента.

залегают на размытой поверхности палеозойского фундамента и сложены аргиллитами с незначительными прослоями алевролитов и песчаников. В кровле свиты залегает продуктивный пласт $ЮС_2$.

Васюганская свита представлена двумя пачками: нижней аргиллитовой и верхней песчано-аргиллитовой (пласт $ЮС_1$). Вскрытая толщина свиты составляет 61 м. Выше залегают битуминозные аргиллиты баженовской свиты, толщина которой меняется от0 до 30 м.

Меловая система представлена всеми отделами и ярусами. К берриас-валанжинскому ярусу нижнемелового отдела относятся низы сортымской свиты, в основании которой выделяется аргиллитистая подачимовская пачка с редкими прослойками доломитизированных известняков с обуглившимися растительными останками. Выше залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. На S месторождении из коллекторов ачимовской толщи получены малодебитные притоки нефти. Толщина ачимовской толщи достигает06 м.

Выше залегают отложения готерив-барремского яруса, включающего верхи сортымской и S свиты. В разрезе S свиты выделяются песчаные пласты $БС_1$ - $БС_{10}$. В пластах $БС_{1-5}$ и $БС_{10}$ на S месторождении сосредоточены основные запасы нефти, а пласт $БС_{10}$ образует единую залежь с Мамонтовским месторождением.

Сангопайская свита представлена чередованием пластов песчаников и алевролитов (от $АС_4$ до $АС_{12}$).

Завершается разрез нижнемеловых отложений осадками апт-альбского яруса (алымская, викуловская и ханты-мансийская свиты).

Верхнемеловой отдел объединяет следующие ярусы: сеноманский (уватская свита), туронский (кузнецовская свита), коньяк-сантонский и кампанский (березовская свита), маастрихт-датский (ганькинская свита).

Кайнозойские отложения расчленяются на два комплекса пород, резко различающихся по условиям осадконакопления и литологическому составу.

Морские палеогеновые отложения включают в себя осадки талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен) и тавдинской (низы олигоцена) свит.

Выше эоцена начинается разрез континентального палеогена (атлымская, новомихайловская, туртасская свиты).

Неогеновые отложения на описываемом месторождении не установлены.

Четвертичные отложения представлены в нижней части песками серыми, выше залегают озерно-аллювиальные сероцветные глины с галькой и гравием.

Тектоника

В тектоническом отношении S месторождение приурочено к Сургутскому своду - положительной структуре первого порядка, которая осложнена рядом структур второго порядка (Янгунское, Чернореченское куполовидные поднятия, Пойкинский, Пимский валы и др.), а также структур третьего порядка (S и Солкинская), расположенных в юго-восточной части Пимского вала.

S поднятие представляет собой наиболее крупную брахиантиклинальную складку меридионального простирания. По отражающему горизонту "Б" эта структура в пределах сейсмоизогипсы -2700 м имеет размеры 8х16 км. Максимальная отметка свода поднятия по данным сейсморазведки составляет -540 м, район скважины 76р. Амплитуда поднятия составляет 120-125 м. Длинная ось структуры несколько изогнута и, ундулируя, образует ряд небольших куполков, оконтуренных изогипсой -2600 м. Крылья структуры пологие, имеют извилистые очертания, слабо асимметричные. Углы наклона крыльев колеблются от 1° 30' (северо-восточного) до° 30' (юго-западного).

Солкинское поднятие расположено на северном продолжении S и оконтуривается с ним общими изогипсами.

По основному продуктивному пласту $БС_1$ нефтеносность распространяется на все структуры без разрыва сплошности внешнего контура.

Если считать от общей оконтуривающей изогипсы -2720 м, то общая амплитуда всего поднятия составит 140 м.

2.2 Характеристика пластов и залежей

Строение геологических объектов (площадь $БС_{1-5}$)

На S месторождении (площадь $БС_{1-5}$) установлена промышленная нефтеносность в пластах $ЮС_2$, $БС_{16}$, $БС_{17}$, $БС_{18}$, $БС_{19-20}$, $БС_5$, $БС_4$, $БС_{2-3}$, $БС_{2-3}^1$, $БС_1$. После последнего пересчета запасов (протокол ГКЗ от 10 июня 1988 г. № 10442) на объекте $БС_{1-5}$ пробурено всего пять (183, 185,03,06,06) скважин, которые не внесли изменения в представление о геологическом строении месторождения.

Судя по результатам испытания юрских и ачимовских отложений, их промышленная значимость сомнительна, и вряд ли они могут в ближайшее время являться объектами нефтеотдачи.

Залежи пластов $БС_{1-5}$

Основные промышленные запасы S месторождения приурочены к толще пластов $БС_{1-5}$.

Пробная и промышленная эксплуатация месторождения так же началась с залежей этих пластов.

По результатам проведенной корреляции пласты $БС_{1-5}$ разделены на $БС_1$, $БС_{2-3}$, $БС_{2-3}^1$, $БС_4$, $БС_5$. Характер насыщения коллекторов уверенно определяется по данным ГИС.

Уровни ВНК, установленные для этой группы пластов на абсолютной отметке от -2075 м до -2076 м в первоначальный период разведки, подтверждены многочисленными исследованиями разведочных и добывающих скважин. Средняя отметка ВНК по залежи пласта $БС_5$ несколько выше, чем по остальным залежам пластов группы $БС_{1-5}$ и составляет -2074 м. Повышение

ВНК на м от средней отметки по залежи пласта $БС_5$ объясняется своеобразным отделением нефтенасыщенных пород от водонасыщенных плотными прослоями, расположенными в приконтурной зоне. Такое распределение нефти объясняется особенностями заполнения ловушки [2].

Одинаковая отметка ВНК для всех четырех пластов на S поднятии подтверждает гипотезу о существовании единого гидродинамического резервуара и присутствия общей залежи в пластах $БС_{1-5}$.

В связи с наличием обширных ЧНЗ карты распространения бесконтактных зон по пластам не приводятся. Контактные зоны по пластам занимают или всю зону ВНЗ, или локально в ней находятся.

Строение геологических объектов (площадь $БС_{10}$)

На S месторождении (площадь $БС_{10}$), также как и на других месторождениях Сургутского свода, геологический разрез характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности. Залежи нефти установлены и предполагаются в отложениях юрской и меловой систем: в пласте $ЮС_2$ тюменской свиты; пластах $БС_{16}$, $БС_{17}$, $БС_{18}$, $БС_{19-20}$ (ачимовская толща), $БС_{10}$ и $БС_6$ ахской свиты.

Залежи тюменской свиты (пласт $ЮС_2$). Отложения тюменской свиты вскрыты8 скважинами. При корреляции разреза за репер была принята баженовская свита (пласт $ЮС_0$).

К пласту $ЮС_2$ была отнесена верхняя нефтеносная часть тюменской свиты, мощность которой 12-25 м.

Пласт представлен в основном песчаниками, среднемелкозернистыми, слабо- и умеренно глинистыми, хорошо отсортированными, полимиктовыми. Алевролиты представлены крупнозернистыми разностями, хорошо и средне отсортированными, умеренно-глинистыми, полимиктовыми. Алевролиты встречаются реже.

По пласту выделены две залежи 3 и 4. Залежь 3 расположена на восточном крыле S площади, в районе скважин 540р. Нефтенасыщенная мощность коллектора в скважине равна.4 м, при испытании получен приток

нефти дебитом 1.7 м^3/сут. ВНК проведен по подошве пласта на отметке -2872 м. В последнем подсчете запасы по данной залежи не подсчитывались из-за малой мощности пласта и низкого дебита.

Залежь 4 (район скважин 1149р, 1150р, 1301р) имеет размеры 5.0 х 13.5 км. Нефтенасыщенная толщина пласта по данным ГИС меняется от 4.0 до 7.2 м. Нефтеносность пласта подтверждена испытанием скважин. Во всех трех скважинах получены незначительные притоки нефти. ВНК установлен по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 1301р на отметке -867 м.

Залежи пласта БС$_{10}$

Пласт БС$_{10}$ представлен преимущественно алевролитами, реже песчаниками. Коллекторами нефти являются средне-крупнозернистые алевролиты и мелкозернистые песчаники. Породы характеризуются высокой глинистостью, плохой и средней отсортировкой обломочного материала, большим содержанием алевритовых фракций и повышенной общей карбонатностью. Продуктивный горизонт БС$_{10}$ залегает в средней части ахской свиты, сложенной песчано-алевритовыми породами. Покрышкой для залежи горизонта БС$_{10}$ является аргиллито-алевритистые породы чеускинской пачки, которые изолирует его от вышезалегающих водоносных пластов БС$_9$ и БС$_8$.

Продуктивный горизонт БС$_{10}$ вскрыт 1455 скважинами и протягивается в южном направлении на Мамонтовское месторождение. В северной, северо-западной и западной частях S структуры песчаники замещены глинисто-алевритистыми породами. В региональном плане граница замещения песчано-алевритовой толщи горизонта БС$_{10}$ протягивается с юго-запада на северо-восток почти по центральной части S структуры [1]. После последнего пересчета запасов в зоне развития продуктивного пласта БС$_{10}$ пробурено 574 скважины, которые позволили уточнить геологическое строение месторождения. Изменилось представление о структурном плане и, как следствие, уточнилось положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. Строение продуктивного горизонта БС$_{10}$ на S месторождении сложное. С целью детального изучения характера распространения песчаных

пропластков по площади и по разрезу и их взаимосвязи проведена корреляция разрезов пробуренных скважин.

Анализ большого объема материалов эксплуатационного бурения на площади $БС_{10}$ S месторождения позволил выявить очень сложное строение продуктивного горизонта $БС_{10}$, заключающееся в значительной литологической неоднородности и фациальной изменчивости по разрезу и площади залежи.

В результате изучения разреза установлено, что строение продуктивного горизонта $БС_{10}$ идентично его строению на Мамонтовском месторождении. В последнем пересчете запасов по Мамонтовскому месторождению пласт $БС_{10}$ был объединен в один подсчетный объект $БС_{10}^{1-3}$ (протокол ГКЗ от 18 марта 1998 г). В проекте доразработки001 г. пласт также рассматривается как единый $БС_{10}^{1-3}$. В предыдущем подсчете запасов пласт был разделен на три составляющих: $БС_{10}^{1}$, $БС_{10}^{2}$ и $БС_{10}^{3}$[1].

Нефтенасыщенная толщина по пласту меняется от 0.8 до3.0 м, при этом среднее значение нефтенасыщенной толщины равно 9.6 м. Карта нефтенасыщенных толщин представлена в приложении.18. Среднее значение расчлененности 8.3, послойная неоднородность 0.81, зональная 1.27.

Залежи пласта $БС_6$

В 1987 году в процессе разработки горизонта $БС_{10}$ выявлена небольшая залежь пласта $БС_6$ в центральной части месторождения.

Площадь нефтеносности 366 га. Основная часть залежи (79 %) - водонефтяная зона. Пласт представлен чередованием слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Глубина залегания200 м. Нефтенасыщенная толщина пласта небольшая, в среднем - 3.4 м, при изменении от 0.6 до 8.4. Эффективная толщина пласта колеблется от.8 до 12.2 м. Наибольшая нефтенасыщенная толщина равна 8.4 м. Коэффициент песчанистости по залежи имеет величину 0.77 при среднем количестве прослоев два. Скважины пробуренные после 1987 года на горизонт $БС_{10}$ и вскрывшие пласт $БС_6$, подтвердили геометрию залежи и уточнили нефтеводонасыщенные толщины пласта.

2.3 Свойства и состав пластовых жидкостей и газов

Свойства и состав пластовой нефти, газа и воды S месторождения изучались по данным исследования глубинных и поверхностных проб, выполненного в аккредитованных лабораториях геолого-тематической партии подсчета запасов нефти ОАО "Юганскнефтегаз", лабораториях СибНИИНП и Главтюменгеологии.

Свойства пластовых нефтей S месторождения в пределах лицензионного участка ОАО «Юганскнефтегаз» определены по нефтеносным пластам: $БС_1$, $БС_{2-3}$, $БС_4$, $БС_5$, $БС_6$, $БС_{10}$, $ЮС_2$.

Изучение физических свойств глубинных проб нефти проводилось методом стандартного (однократного) разгазирования. Пробы, признанные некачественными, в расчет средних значений не включались и в таблицах не Как видно из таблицы, пластовые нефти характеризуются малой вязкостью (от.64 до 3.90 мПа·с), средним газосодержанием, значительной степенью пережатия (пластовое давление в два и более раза выше давления насыщения). В условиях пласта нефти недонасыщены газом, по исследованным пробам давление их насыщения изменяется в диапазоне от 4.1 до 9.4 МПа.

По значениям плотности нефти пластов S месторождения легкие (от 0.787 до 0.837 т/м^3).

Данные о компонентном составе нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефтей по исследуемым горизонтам приведены в таблице 3.По результатам хроматографического анализа, молярная доля метана в пластовых нефтях изменяется от 10.16 до7.40 %, суммарное количество углеводородов состава (C_2H_6 - C_5H_{12}) - от 9.96 до2.32 %.

Воды продуктивных горизонтов $БС_1$, $БС_{2-3}$, $БС_4$, $БС_5$, $БС_6$ однотипны по своему составу, совместимы. Согласно классификации природных вод по В.А. Сулину, пластовые воды вышеуказанных горизонтов относятся к хлор-кальциевому типу.

Минерализация вод горизонтов $БС_1$, $БС_{2-3}$, $БС_4$, $БС_5$, $БС_6$ от 14,8 - 16,9 г/л.

Воды продуктивных горизонтов $БС_{10}$, ачимовской пачки, а также $ЮС_2$ относятся к гидрокарбонатному типу.

Минерализация исследуемых вод горизонтов $БС_{10}$, ачимовской пачки, а также $ЮС_2$находится в пределах 15.6 - 19.6 г/л при среднем значении около 17 г/л. Сульфат-ионы отсутствуют.

При нарушении начальных условий в результате эксплуатации месторождения возможно отложение солей на нефтепромысловом оборудовании. Необходимо предусмотреть защитные мероприятия с использованием ингибиторов солеотложений.

3 Разработка объекта $БС_{10}$

3.1 Основные проектные решения по разработке объекта $БС_{10}$

По Sy, $БС_{10}$ месторождению имеется 4 основных проектных документа, утвержденных центральной комиссией по разработке:

1. Технологическая схема разработки. (Гипротюменнефтегаз). Утверждена протоколом ЦКР МНП №349 от8.10.71 г.
2. Технологическая схема разработки. Утверждена протоколом ЦКР МНП №592 от 10.05.78 г.
3. Технологическая схема разработки. Утверждена протоколом ЦКР МНП №964 от1.04.82 г.
4. Проект разработки. Утвержден протоколом ЦКР МНП №1259 от 10.06.87г.

Основные положения указанных проектных документов сводятся к следующему.

1. Первым проектным документом является технологическая схема Гипротюменнефтегаза 1971 г., которая предусматривала:
   - Площадное заводнение по семиточечной системе с расстоянием между скважинами 750 м (ПСС = 48,7 га/скв).
   - Бурение00 эксплуатационных и 97 нагнетательных скважин.
   - Максимальный годовой уровень добычи нефти,75 млн. т.
   - Среднегодовая закачка воды 5,17 млн. $м^3$.
   - Резервный фонд в количестве 90 скважин.
   - Обводнение к концу периода 41,7%.
   - Местоположение нагнетательных скважин при необходимости уточнять с учетом особенностей литологического строения коллекторов.
   - В периферийные скважины (вблизи зоны замещения коллекторов и контура нефтеносности) закачку воды не производить.
2. В 1978 г. МНП утверждена вторая технологическая схема разработки.

Тех схема предусматривала:

- Проектный уровень добычи нефти – 1,7 млн. т/год (с поддержанием полки стабильной добычи 5 лет).
- Применение площадной системы заводнения с размещением скважин по семиточечной схеме 750х650 м (ПСС=48,7 га/скв).
- Бурение 117 добывающих и 57 нагнетательных скважин при общем пробуренном фонде 374 скважины.
- Резервный фонд 77 скважин.
- Применение закачки жидкой углекислоты с 1985 г.
- Накопленная добыча к концу разработки 46 млн. т.
- Максимальный объем закачки воды – 3,8 млн. $м^3$/год.
- Давление на устье нагнетательных скважин 120 $кгс/см^2$.

3. В 1982 г. МНП утверждена еще одна технологическая схема разработки. Вследствие выявления сложного строения горизонта $БС_{10}$ в тех схеме рекомендуются крупномасштабные мероприятия по усовершенствованию системы разработки путем уплотнения сетки скважин в 4 раза. Приняты следующие положения:

- Проектный уровень добычи нефти –,8 млн. т/год.
- Применение площадной семиточечной системы разработки с размещением проектных скважин по равномерной сетке 375х325 м (ПСС=12,2 га/скв).
- Бурение пласта на залежь $БС_{10}$ 1390 скважин, в т.ч. 909 добывающих, 431 нагнетательных и 50 резервных при общем проектном фонде 1600 скважин.
- Проектный объем закачки воды – 9,896 млн. $м^3$/год.
- Давление на устье нагнетательных скважин – 150 $кгс/см^2$.

4. Последним проектным документом, по которому в течении 18 лет разрабатывается S, $БС_{10}$ месторождение, является проект разработки, утвержденный МНП в 1987 г. Составление проектного документа вызвано

опережающим бурением скважин в 1,8 раза относительно предусмотренного в тех схеме 1982 г. и нерентабельностью разбуривания краевых зон с высокой плотностью сетки скважин – 12 га/скв. В связи с этим в проекте предусмотрен отказ от бурения части уплотняющих скважин на юге залежи, в результате чего плотность в этой зоне уменьшится до2 га/скв. В целом по площади проектом рекомендовано:

- Выделение двух эксплуатационных объектов (горизонт $БС_{10}$, пласт $БС_{16-20}$).
- Реализация площадной семиточечной системы воздействия по объекту $БС_{10}$ (плотность сетки 12,2 га/скв., категория C_1) и объекту $БС_{16-20}$ (категория C_2) с расстояние между скважинами 500 м, раздельной закачкой воды в пласты $БС_{16-17}$ и $БС_{18-19-20}$ и их совместной эксплуатацией в добывающих скважинах.
- Применение по объекту $БС_{10}$ (категория C_2) блоковой трех рядной системы с расстоянием между скважинами 500 м.
- Бурение на запасы категории C_1 (объект $БС_{10}$) 745 скважин, в т.ч. 485 добывающих, 117 нагнетательных, 75 резервных и 8 контрольных при общем проектном фонде 1465 скважин.
- Бурение на запасы категории C_2 (объект $БС_{16-20}$) 31 скважины, в т.ч. 15 добывающих, 11 нагнетательных и 5 резервных при общем проектном фонде 32 скважины.
- Давление на устье нагнетательных скважин для объекта $БС_{10}$ – 140 кгс/см^2, $БС_{16-20}$ – 180 кгс/см^2.
- Механизированный способ эксплуатации скважин (ЭЦН, ШГН).

Таблица 3.1.1 − Показатели основных проектных документов

Показатели	Техсхема 1971 года	Техсхема 1978 года	Техсхема 1982года	Проект разработки 1987г.	
				$Б_{10}$ (кат.$С_1$)	$Б_{16-20}$ (кат.$С_2$)
Система воздействия	Площадная семиточечная				
Сетка скважин, м	750 х 650	750 х 650	375 х 325	375 х 325	500 х 433
Плотность сетки скважин	48,7	48,7	12,2	12,2	21,7
Общий фонд скважин в том числе:	387	374	1600	1465	32
Добывающих	200	117	909	485	15
Нагнетательных	97	57	431	117	11
Резервных	90	77	50	75	5
Проектный уровень добычи нефти тыс. тонн	2,75	1,7	2,8	4,206	0,057
Год выхода на максимальный уровень		1982	1985	1987	1995
Накопленная добыча нефти млн. тонн	46	46	66,35	79,314	1,22
Темп отбора, %	6	3,7	4,2	5,3	4,7
Извлекаемые запасы на 1 добывающую скважину, тыс. тонн	230	230	63	84	76
КИН	0,4	0,4	0,4	0,42	0,24

Кроме проектных документов, на разработку месторождения имеются документы, в которых приняты прогнозные уровни добычи нефти:

1. Лицензионное соглашение с Комитетом РФ по геологии и использованию недр Администрации Ханты-Мансийского автономного округа (подписано0.09.93 г.).

2. «Уточнение уровней добычи нефти по месторождениям АО «Юганскнефтегаз» на период 1996-2000 гг.». Исполнители: АО «ЮНГ», СибНИИНП. Утверждено ЦКР (протокол №1961 от 6.12.1995 г.).

3. «Расчет добычи нефти по месторождениям ОАО «Юганскнефтегаз» на 1997г». Выполнено ОАО «ЮНГ». Утверждено ТКР (протокол №1 от 17.01.1997 г.).

4. «Расчет добычи нефти по месторождениям ОАО «Юганскнефтегаз» на 1998 г». Выполнено ОАО «ЮНГ» совместно с ВНИИЦ «Нефтегазтехнология». Утверждено ТКР (протокол №30 от 11.12.1997 г.).

Лицензионное соглашение предусматривает следующие пункты, касающиеся запасов нефти, газа и разработки месторождения:

– Запасы углеводородного сырья по месторождению, согласно государственному балансу запасов Минтопэнерго России по объединению «Юганскнефтегаз» за 1992 г. по состоянию на 01.01.1993 г. и Протоколу ГКЗ РФ №10442 от 10.06.88 г., приведены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 − Запасы сырья по S месторождению на 01.01.93 г

Наименование	Категория	Протокол ГКЗ		Баланс ВГФ на 1.1.1993 г.	
		нефть, тыс. т	газ, млн. $м^3$	нефть, тыс. т	газ, млн. $м^3$
Геологические запасы	C_1	201105	9251	202348	-
	C_2	9458	422	3530	-
	C_1+C_2	210563	9673	205878	-

Продолжение таблицы 3.1.2

Извлекаемые запасы	C_1 C_2 C_1+C_2	86318 2747 89065	3970 126 4096	86493 1489 87982	3979 68 4047
КИН	C_1 C_2 C_1+C_2	0,429 0,29 0,423		0,427 0,422 0,427	

– Уровни добычи нефти на 1994-1996 гг. определены согласно Протоколу ЦКР №1569 от 04.08.1993 г., на 1997-2012 гг. – согласно экспертному заключению, выполненному СибНИИНП в 1993 г. (таблицы 3.1.3 и 3.1.4).

Таблица 3.1.3 − Уровни добычи нефти на 1994-2012 гг

Год	Уровень добычи		КИН доли ед.	% утилизации газа
	нефть, тыс. т	газ, млн. $м^3$		
1994	1655	84,9	0,228	98
1995	1270	64,8	0,235	98
1996	1016	51,8	0,24	98
1997	864	44,1	0,244	98
1998	760	38,8	0,248	98
1999	692	35,3	0,252	98
2000	643	32,8	0,254	98
2001	601	30,7	0,257	98
2002	565	28,8	0,26	98
2003	534	27,2	0,263	98
2004	508	25,9	0,265	98
2005	482	4,6	0,268	98
2006	458	3,4	0,27	98

Продолжение таблицы 3.1.3

2007	440	2,4	0,272	98
2008	422	1,5	0,274	98
2009	405	0,7	0,276	98
2010	389	19,8	0,278	98
2011	377	19,2	0,28	98
2012	366	18,7	0,282	98

Таблица 3.1.4 − Сравнение уровней добычи нефти из различных источников

№	Документ	Годы				
		1996	1997	1998	1999	2000
1	Проект разработки, 1987г.	1924	1745	1600	1476	1370
2	Лицензионное соглашение, 1993г.	1016	864	760	692	643
3	Утвержденные ЦКР в 12.1995г.	1215	1196	1158	1139	1124
4	Утвержденные Х-Мансийским ТКР на 1997г.	-	1127	-	-	-
5	Утвержденные Х-Мансийским ТКР на 1998г.	-	-	1094	-	-

3.2 Выбор рационального варианта разработки объекта $БС_{10}$

Обоснование расчетных вариантов разработки

По нефтяной залежи **горизонта $БС_{10}$**рассмотрено четыре варианта разработки.

Первый или базовый вариант разработки предусматривает продолжение эксплуатации залежи при сложившейся системе разработки.

Второй вариант разработки предусматривает осуществление следующих мероприятий:

- ввод в эксплуатацию бездействующих и законсервированных скважин, расположенных в зонах концентрации остаточных запасов нефти;
- создание блоковой системы заводнения нефтяной залежи;
- осуществление с помощью периодического отключения различных групп нагнетательных скважин метода изменения направлений фильтрационных потоков;
- осуществление форсированного отбора жидкости из добывающих скважин;
- осуществление потокоотклоняющих технологий, т.е. закачка в нагнетательные скважины различных композиций, повышающих фильтрационные сопротивления в обводненной части пласта, что приводит к перераспределению потоков в пласте и интенсификации притоков из нефтенасыщенной части пласта;
- воздействие на призабойную зону добывающих скважин реагентом «Полисил» с целью гидрофобизации призабойной зоны;
- очистка призабойных зон «Нефрасом»;
- щелевую гидропескоструйную перфорацию;
- изоляцию пластовых вод тампонажными материалами АКОР или на основе силиката кальция.

Третий вариант разработки предусматривает дополнительно осуществление гидравлического разрыва пласта в добывающих скважинах;

Четвертый вариант разработки предусматривает осуществление дополнительно следующих мероприятий:

- бурение боковых горизонтальных стволов по добывающим скважинам;
- дополнительное бурение вертикально наклонных скважин.

Каждый вариант построен таким образом, что все последующие включают в себя все намеченные мероприятия предыдущих вариантов.

Воссоздание системы разработки нефтяной залежи пласта $БС_{10}$

Общее состояние разработки нефтяной залежи пласта $БС_{10}$, в котором содержатся основные остаточные запасы нефти S месторождения, является очень сложным. Из пласта извлечено менее половины извлекаемых запасов нефти, а между тем добыча нефти снизилась до 1 млн.т в год, почти две трети скважин остановлены и несмотря на это обводненность добываемой продукции достигла 70 %. Появились обширные зоны, на которых отсутствуют действующие добывающие скважины, или находятся считанные единицы высокообводненных или малодебитных скважин. Между тем, судя по всему, степень выработки запасов нефти на этих участках не является достаточно высокой, и необходимо осуществление комплекса геолого-технических мероприятий по вовлечению в разработку остаточных запасов нефти на этих участках.

Для этого необходимо прежде всего осуществить реконсервацию большинства добывающих скважин на этих участках, а чтобы повысить их дебит по нефти и перевести их в разряд рентабельных, необходимо провести по ним комплекс геолого-технических мероприятий, в который входит:

- осуществление ИНФП;
- осуществление потокоотклоняющих технологий;
- осуществление ремонтно-изоляционных работ;
- применение технологии «Полисил»;
- СКО+ГКО;
- в необходимых случаях произвести дострел пласта и осуществить ГПП.

Только после проведения комплекса перечисленных геолого-технических мероприятий возможно с достаточно высокой эффективностью возобновить разработку ныне заброшенных участков нефтяной залежи пласта $БС_{10}$. В

результате реконсервации большого числа добывающих скважин будет воссоздана регулярная сетка добывающих скважин на пласт.

Для успешного продолжения разработки нефтяной залежи пласта $БС_{10}$ необходимо воссоздание и регулярной системы заводнения. Как уже указывалось выше, ранее существовавшая система площадного заводнения была ликвидирована, и началось создание блочно-замкнутой системы заводнения, но эта работа не была доведена до конца. Из-за массовых отключений добывающих и нагнетательных скважин в середине 90-х годов вся система заводнения была разрушена и в настоящее время она представляет собой очаговую систему.

Предлагается разрезать нефтяную залежь пласта $БС_{10}$ девятью примерно широтными разрезающими рядами нагнетательных скважин на 10 блоков. Таким образом, на залежи создается обычная блоковая система заводнения. Так как внутри блоков будут находиться отдельные нагнетательные скважины, то фактически будет создана блоковая система заводнения в сочетании с очаговой.

Местоположение разрезающих рядов нагнетательных скважин выбиралось с использованием карты остаточных нефтенасыщенных толщин. Линии разрезающих рядов намечены таким образом, чтобы они проходили по уже в значительной степени выработанным зонам пласта или по зонам незначительных остаточных нефтенасыщенных толщин. При этом зоны концентрации остаточных запасов нефти, где еще сохранились большие нефтенасыщенные толщины, оставались внутри создаваемых блоков. В связи с этим линии разрезания не имеют строго линейного характера, а ширина блоков различная. Некоторые блоки имеют значительную ширину, но это не имеет большого значения, так как внутри блоков имеются многочисленные очаговые нагнетательные скважины, и активность системы заводнения остается достаточно высокой.

СибНИИНП предложил создать по пласту $БС_{10}$ не блоковую, а блоково-замкнутую систему, разрезав залежь рядами нагнетательных скважин еще и в

меридианальном направлении. Однако в настоящее время острой необходимости осуществления такой интенсивной системы нет, пластовое давление в залежи и без этого близко к первоначальному, а освоение меридианальных рядов потребует перевода в нагнетательные еще и действующих добывающих скважин.

Дополнительное разрезание пласта $БС_{10}$ на более поздней стадии разработки нефтяной залежи, вероятно, потребуется, но дополнительные ряды нагнетательных скважин необходимо создавать также с учетом выработки запасов нефти на тех или иных участках нефтяной залежи с использованием карты остаточных нефтенасыщенных толщин, построенной на дату принятия решения о дополнительном разрезании. Такие дополнительные разрезающие ряды нагнетательных скважин показаны на карте разработки как линии разрезания второй очереди.

Для создания описанной системы заводнения необходимо перевести под закачку 19 действующих добывающих скважин, возобновить закачку по 38 ныне простаивающим нагнетательным скважинам, перевести в нагнетательные 38 скважин из разряда ныне простаивающих добывающих скважин. В разрезающих рядах окажутся 39 ныне действующих нагнетательных скважин. Потеря 19 добывающих скважин существенно скажется на текущем уровне добычи нефти, но это будет временная потеря, которая довольно быстро скомпенсируется реконсервацией большого количества добывающих скважин и созданием за счет работы разрезающих рядов упорядоченного фронта вытеснения нефти. Необходимо только отметить, что этот фронт будет вытеснять не только нефть, но и воду, ранее закачанную в пласт и занимающую отдельные выработанные зоны пласта. При освоении новых скважин под нагнетание необходимо обязательно закачивать в них потокоотклоняющие композиции с целью снижения гидропроводности промытых зон пласта.

Необходимо тщательно изучить работу очаговых скважин, находящихся внутри блоков. Возможно по ряду из них закачиваемая вода быстро

проскальзывает в соседние скважины по обводненным пропласткам, не совершая полезной работы по вытеснению нефти из пласта. По ним необходимо будет осуществить закачку потокоотклоняющих композиций, а в случае отсутствия эффекта - эти очаговые скважины остановить.

Одной из основных технологий, которую необходимо применять при разработке нефтяной залежи пласта $БС_{10}$, является бурение в добывающих скважинах боковых горизонтальных стволов. В геолого-физических условиях пласта $БС_{10}$ эта технология должна быть достаточно эффективной.

На нефтяной залежи пласта $БС_{10}$ имеется очень большое количество простаивающих нагнетательных скважин, оставшихся от системы площадного заводнения. При создании рекомендуемой системы заводнения большинство из них будет не нужным. Необходимо попытаться те из них, по которым закачано менее 100 тыс.$м^3$ воды, перевести в разряд добывающих. Для этого целесообразно по ним осуществить бурение боковых горизонтальных стволов с отходом ствола от старого забоя не менее 150-200 м и с обязательным вскрытием пластов $БС_{10}^1$, $БС_{10}^2$ и $БС_{10}^3$. Бурение БГС не только позволит выяснить интервалы остаточной нефтенасыщенности пласта $БС_{10}$, но и ввести эти скважины в эксплуатацию.

3.3 Основные мероприятия по регулированию разработки

Целью регулирования разработки месторождения является обеспечение максимально эффективного извлечения запасов нефти в условиях реализуемой системы.

В результате анализа и гидродинамического моделирования разработки эксплуатационных объектов был разработан комплекс мероприятий по целенаправленному изменению условий разработки в рамках принятых технологических решений рекомендуемого варианта.

Данным проектом предусмотрено проведение следующих мероприятий по регулированию процесса разработки S месторождения:

1) изменение режимов работы добывающих скважин (оптимизация

работы скважинного оборудования в соответствии с добычными возможностями скважин);

2) регулирование работы нагнетательных скважин:

- ввод в эксплуатацию простаивающих скважин,
- осуществление потокоотклоняющих технологий,
- сезонные ограничения закачки в летнее время,
- перераспределение объемов закачки по элементам системы разработки,
- перевод под закачку скважин, находящихся в отработке на нефть;
- периодическое отключение различных групп скважин для изменения направлений фильтрационных потоков;

3) увеличение гидродинамического совершенства скважин:

- обработки призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин;
- проведение гидравлического разрыва пластов на низкопроницаемых участках;
- дополнительная и щелевая гидропескоструйная перфорация скважин;

4) увеличение охвата пластов заводнением:

- применение осадко- и гелеобразующих реагентов для увеличения нефтеотдачи;
- выравнивание профилей притока и приемистости;
- ограничение притока воды к добывающим скважинам (физическими методами и химическими реагентами);

5) вовлечение остаточных запасов нефти на участках их максимальной концентрации в активную разработку:

- зарезка боковых горизонтальных стволов,
- бурение вертикально-наклонных скважин,
- перевод скважин с других объектов.

Объемы и эффективность основных мероприятий по регулированию разработки месторождения, запланированных на проектный период доразработки, приведены в таблице 4.3.3.

Для поддержки принятия решений по регулированию доразработки месторождения в рамках созданной постоянно-действующей модели разработан комплекс компьютерных технологий мониторинга проектных решений и разработки месторождения, который включает:

1) представление проекта доразработки в ООО "Усть-Балык" и ОАО "Юганскнефтегаз" в электронном виде:

- актуальная электронная база данных;
- постоянно-действующая модель объектов разработки;

2) создание автоматизированных рабочих мест (АРМ) промыслового геолога;

- комплекс компьютерных программ поддержки принятия решений;
- системы графического отображения информации;
- системы обоснования применения новых технологий и оценку их технико-экономической эффективности;

3) поэтапную корректировку проектных решений на основе анализа текущего состояния разработки месторождения;

4) уточнение уровней добычи нефти, технико-экономических показателей разработки и коэффициентов извлечения нефти по объектам разработки.

Данный комплекс, разработанный в Уфимском филиале ООО "ЮганскНИПИнефть", позволяет осуществить применение на практике принципа непрерывного проектирования разработки месторождения как элемента технологического цикла эксплуатации месторождения на базе постоянно-действующей модели объектов разработки.

3.4 Закономерности в выработке запасов

3.4.1 Обоснование структуры начальных и текущих запасов нефти горизонта $БС_{10}$

Принцип выделения блоков был принят следующий:

Границами блоков служат основные разрезающие ряды, секущие площадь в направлении (северо-запад-запад)-(юго-восток-восток).

Ширина блоков изменяется от 1,5 до,2 км, в среднем 1,8 км. При этом внутри блока помещается от 3 до 7 рядов добывающих скважин. Наибольшим по площади является северный и южный (10 и) блоки, которые существенно отличаются по конфигурации от остальных линейных блоков. Наименьшим по площади являются линейные блоки и 3 . Их разница равна соответственно 7,5х2 км.и 7,2х1,8 км; площади блоков равны соответственно 15,0 км^2 и 12,9 км^2. Далее идут линейные блоки средних размеров 4,5,6,7. Их размеры:

Блок 4 - 10,5х2,0 км (21,0 км^2);

Блок 5 - 10,9х1,7 км (19,6км^2);

Блок 6 - 10,6х2,0 км (21,3км^2);

Блок 7 - 11,0х1,75 км (19,5 км^2);

Наибольшими размерами отмечаются линейные блоки 8,9:

Блок 8 - 12,5х2,2 км (28,3 км^2);

Блок 9 - 12,1х1,95 км (23,6 км^2).

И наконец, треугольные по форме участки на севере и юге месторождения:

Блок 1 -2,3 км^2

Блок 10-47,1 км^2.

Блоки имеют нефтенасыщенную толщину:

1 - 7,7м; - 9,6м; 3 - 1,3м; 4 - 10,9м; 5 - 7,6м; 6 - 8,7м; 7 - 12,2м; 8 - 10,1м; 9 - 9,1м; 10 - 6,2м; Всего - 8,9 м.

Что касается нефтенасыщенной толщины то вариация средних её нений по блокам незначительна.

Наибольший объём начальных балансовых запасов нефти (НБЗН)

29,2 млн.т (14 % от общих запасов) содержится в блоке 8 центральной части залежи. НИЗ в объёме 12,3 млн.т также составляют 14% от общего объёма при КИН - 421. Блок 8 отличается от других блоков большей площадью нефтеносности и нефтенасыщенной толщиной.

Минимальные объёмы НБЗН содержатся в блоках,3,5 -чуть более 15 млн.т и извлекаемые запасы - 6-7 млн.т в блоках 1,2,3,5.

Максимальный текущий КИН достигнут по блоку 5 - 0,312, т.к. горизонт $БС_{10}$ здесь имеет более благоприятное строение меньшую нефтенасыщенную толщину 8м и опережающее вырабатывается.

Качество запасов, содержащихся в блоках, также различное. В водонефтяной зоне сосредоточено: в блоке 1 – почти половина запасов, в блоке 10 - $^{3}/4$, где ожидаются конечные КИН 0,35 - 0,37.

В центральных блоках 4,5,6,7 запасы, в основном, содержатся в чистонефтянной зоне (более 85%). Кроме того, в них доминируют лучшие по параметрам пласты $Б_{10}^{1}$ и $Б_{10}^{2}$.

Наибольший конечный КИН оценивается в блоках-5 с минимальной долей НИЗ (7-9 % от общих запасов блока) пласта $Б_{10}^{3}$ с худшими коллекторскими свойствами.

Основной объём текущих извлекаемых запасов горизонта $БС_{10}$ содержится в блоках 1,4,8, соответственно 15%, 13%, 12% от общего объёма ТИЗ. Запасы блоков 4 и 8 имеют, в большей степени, чисто нефтяной характер, а половина запасов блока 1 находится в ВНЗ, извлечение которых имеет определённые трудности (таблица 3.4.1).

Таблица 3.4.1 − Текущие запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ по блокам

Блок	Начальные запасы		КИН	Текущие запасы		КИН	Степень
	Балансо	Извлекаемы	(кон)	Баланс	Извлекаемы	(тек)	выработк
1	17176,3	6370	0,371	15965,3	5159,1	0,070	19,0
2	15119,0	6841,7	0,453	12557,0	4279,7	0,169	37,5
3	15449,7	7100,8	0,46	11780,7	3431,8	0,237	51,7
4	24306,3	11266,1	0,464	19021,3	5981,1	0,217	46,9

5	15767,7	7341,8	0,466	10852,7	2426,8	0,312	66,9
6	19364,7	8577,8	0,443	14268,7	3481,8	0,263	59,4
7	24673,4	10646,7	0,432	18348,4	4321,7	0,256	59,4
8	29225,1	12300,2	0,421	21682,1	4757,2	0,258	61,3
9	22168,3	9621,2	0,434	16614,3	4067,2	0,251	57,7
10	28326,5	9761,1	0,345	20810,5	2245,1	0,265	77,0
Итого	211577	89828	0,425	161901	40152	0,215	55,3

Что касается распределения запасов по отдельным пластам горизонта $БС_{10}$, то ситуация здесь следующая:

Пласт $Б_{10}^{1}$. Распространён на площади 13071 га или 57% общей площади нефтеносности. Имеет среднюю нефтенасыщенную толщину 3,4 м, содержит запасов:

Балансовые - 46,2 млн.т (22%);

Извлекаемые -1,0 млн.т (23%);

КИН - 0,454;

Доля НИЗ ВНЗ - 8%

Пласт $Б_{10}^{2}$**(наибольший по запасам).** Распространён на площади1 604 га или 94% общей площади нефтеносности. Средняя нефтенасыщенная толщина - 5.85 м. Пласт содержит запасов:

Балансовые - 132233 тыс.т (62%);

Извлекаемые - 59497 тыс.т (66%);

КИН - 0,450;

Доля НИЗ ВНЗ -19%.

Пласт $Б_{10}^{3}$. Площадь нефтеносности 9900 га или 43% от общей по горизонту. Средняя нефтенасыщенная толщина 3,6 м. Содержит запасов:

Балансовые - 33166 тыс.т (14%);

Извлекаемые - 9354 тыс.т (10%);

КИН - 0,282;

Доля НИЗ ВНЗ - 32%.

Таким образом, ухудшенный по характеристикам пласт $БС_{10}^{3}$содержит незначительную часть запасов.

Дифференциация начальных запасов горизонта $БС_{10}$ и определение ТИЗ с учётом отборов в них даёт чёткое представление о степени выработки и качестве оставшихся запасов:

- значительные начальные запасы содержащихся в блоках 4,7,8,10, соответственно 15%,13%,12%,11% (в сумме 51%).
- максимальный объём текущих извлекаемых запасов находится в блоке 4-5981 тыс.т (15% от общих), следствии низких темпах отбора от НИЗ. Несмотря на достаточно высокое качество начальных запасов блока 4 (доля НИЗ в нефтяной зоне - 96%, доля $Б_{10}^{2}$- 78%) в связи с невыдержанным характером залегания пластов и изменчивой границей зон замещения их, текущий КИН довольно низок - 0,217 из-за низкого коэффициента охвата вытеснения.

Площадь 4 блока местами неравномерно охвачена эксплуатационной сеткой в связи с недобуренностью проектных скважин. Средняя плотность сетки пробуренных скважин (14 га на скв) несколько выше проектной (12 га на скв). Однако ввиду отключения скважин на 1.01.98г удельная площадь на 1 действующую скважину составляет 34 га/скв, т.е. средневзвешенная по площади сетка скважин разрежена в,4 раза относительно проектной.

- Наиболее выработаны запасы блока 5 при наибольшем КИН-0,312. Текущие запасы составляют,4 млн.т или 335 от НИЗ. Опережающая выработка запасов связана с более благоприятным залеганием пластов горизонта и почти чисто нефтяным характером залежи в этом блоке.
- Значительный объем от ТИЗ содержится в блоках 1,2. Соответственно 5,2 млн.т и 4,3 млн.т, что связано со слабой выработкой и неблагоприятным

вытеснением запасов нефти в них. Низкие текущие КИН 0,070 и 0,169

объясняются большим влиянием ВНЗ здесь редкой сеткой скважин1 га/скв

относительно других блоков с плотностью 14 га/скв, худшим геологическим

строением пластов $Б_{10}^1$ и $Б_{10}^2$.

- В центральных блоках залежи достижению текущего КИН 0,26 способствовало более монолитное выдержанное строение горизонта $БС_{10}$.

3.4.2 Оценка охвата разработкой горизонта $БС_{10}$

Охват пластов горизонта $БС_{10}$ разработкой по площади

Проектным документом, согласно которого ведётся разработка месторождения, является «Проект разработки S площади (горизонт $БС_{10}$)», 1987г.

По состоянию на 01.01.05 г. пробурено 1413 эксплуатационных скважин, в т.ч.77 добывающих, 426 нагнетательных и 10 резервных скважин. Проектный фонд скважин разбурен на 96%.

В разбуренной части месторождения плотность сетки скважин изменяется 12,5 (блоки 3 и5) до 14,2 га/скв. (блок 4) в центральной части, 19,4 га/скв. (блок 10)- в южной части залежи и8 га/скв. (блок 1) - в северной части залежи. В среднем по разбуренной части горизонта на одну скважину приходится 14,9 нефтеносной площади.

В настоящий момент запасы категории C_1 с нефтеносной площадью более 1000 га, в юго-западной части пласта $БС_{10}^2$ (блок 10), остаются невовлечёнными в активную разработку. Объём запасов -323 тыс.т, с проектным коэффициентом нефтеизвлечения - 0,314.

Усовершенствование системы разработки и переход на новую систему

Согласно протокола геолого-технических совещаний НГДУ «Юганскнефть» об изменении системы разработки S месторождения горизонт $БС_{10}$ от 09.06.89г., принято решение:

- Перейти с обращённой семиточечной системы разработки на **блочно-замкнутую,** за счёт существующего нагнетательного фонда скважин;
- Приступить к реализации системы с 01.07.89г.

Цель изменения системы:

- Снижение пластового давления до первоначального значения;
- Более гибкое регулирование объёмами закачки;
- Создание упорядоченных фронтов вытеснения нефти;
- Возможность смены фронта вытеснения (циклическая закачка);
- Частичная возможность использования нагнетательных скважин в центре блоков, в качестве добывающих;
- Снижение темпов обводнённости.

Сущность блочно-замкнутой системы разработки состоит в разрезании залежи продольными и поперечными рядами нагнетательных скважин на гидродинамически изолированные блоки. В каждом из которых параллельно нагнетательным рядам размещено 3-5 рядов добывающих скважин.

Проектный фонд скважин, предназначенный для работы «под закачкой» в блоковой системе составляет - 405 скважин.

Фонд нагнетательных скважин, находящихся под закачкой воды при обращённой семиточечной системе, а сейчас, при переходе на блочно-замкнутую систему, расположенных внутри замкнутых ячеек составляет - 89 скважин. Эти скважины предназначены для длительной остановки и, возможно, последующего подключения в добычу.

На месторождении идёт поэтапное формирование поперечных и продольных разрезающих рядов, путём перевода высокообводнённых скважин под закачку. До настоящего времени находится позакачкой4 скважины расположенные в зонах стягивания элементов блочно-замкнутой системы, намеченных для остановки.

На месторождении произошло хаотическое разрежение сетки скважин за счёт остановки большого количества нагнетательных скважин , а также за счёт выбытия аварийных и высокообводнённых добывающих скважин.

Площадь нефтеносности и запасы нефти отключенных скважин частично перешли под воздействие соседних, оставшихся в работе скважин. Несмотря на это, мы можем получить значительное уменьшение коэффициента охвата по площади.

Коэффициент охвата является одним из сомножителей, образующих коэффициент нефтеотдачи пласта, его уменьшение означает пропорциональное уменьшение нефтеотдачи.

КИН=$К_{охв}$·$К_{выт}$·$К_{зав}$, где:

$К_{охв}$ - коэффициент охвата;

$К_{выт}$ - коэффициент вытеснения;

$К_{зав}$- коэффициент использования подвижных запасов (заводнения).

Коэффициент заводнения зависит от микронеоднородности пористой среды и различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, и не зависит от геометрии и плотности сетки скважин и хаотического её разрежения, т.е. коэффициент остаётся неизменным.

Коэффициент заводнения зависит от расчётной предельной обводнённости скважин и от расчётной послойной неоднородности нефтяных пластов. Если принять, что скважин будут эксплуатироваться до 100% обводнённости, т.е. до полной промывки коллекторов этот коэффициент можно принять равным единице, для запасов вовлечённых в процесс вытеснения нефти водой.

По результатам расчёта фактического коэффициента охвата, мы можем получить величину потенциально извлекаемых запасов относительно принятой величины охваченных процессом разработки начальных балансовых запасов нефти.

Расчёт коэффициента охвата по параметрам пластов $БС_{10}^1$, $БС_{10}^2$,$БС_{10}^3$ для разных систем разработки и сеток скважин был выполнен в «Проекте разработки». Ниже на графике представлена зависимость $К_{охв}$ от плотности сетки скважин (ППС) для блочно-замкнутой системы горизонта $БС_{10}$ в целом, заложенная в проектном документе.

Таким образом, по динамике фактического фонда скважин мы можем определить динамику изменения ПСС (площадь нефтеносности охваченная разработкой / действующий добывающий и нагнетательный фонд скважин) и динамику фактического охвата горизонта разработкой.

По отдельным эксплуатационным блокам коэффициент охвата на 1.01.01 г.имеет низкое значение (блоки № 8, 9 и 6), что в итоге может значительно влиять на конечную нефтеотдачу.

Таблица 3.4.2 − Распределение фактического коэффициента охвата на 01.01.05 г. по эксплуатационным блокам

БЛОК	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	В целом
Доли, ед.	0,67	0,69	0,67	0,66	0,71	0,64	0,65	0,59	0,59	0,65	0,63

Из данных видно: Блок 1 имеет довольно разрежённую сетку скважин, но так как он представлен в основном пластами $БС_{10}^1$, $БС_{10}^2$, его охват выше среднего по месторождению.

В целом по объекту разработки $БС_{10}$ необходимо проводить мероприятия по увеличению охвата пластов по площади и вовлечению неохваченных сеткой скважин площадей.

Запроектированная система заводнения реализована на 52 % (переведено под закачку11 скважин из 405 скважин, расположенных в поперечных и продольных рядах блочно-замкнутой системы заводнения.

Охват пластов горизонта $БС_{10}$ разработкой по разрезу

Сложное строение горизонта $БС_{10}$, состоящего из трёх пластов $БС_{10}^1$, $БС_{10}^2$, $БС_{10}^3$, и приуроченность значительной доли процентов извлекаемых запасов в водонефтяной зоне залежи обусловили неполное вскрытие перфорацией продуктивной части разреза.

Согласно реализуемому проекту разработки в скважинах пробуренных по редкой сетке скважин вскрывался весь нефтенасыщенный разрез.

В уплотняющих скважинах, в зоне залегания нескольких пластов, вскрывался пласт с худшими коллекторскими свойствами, в основном пласт $БС_{10}^3$ с непредставительной нефтенасыщенной толщиной.

Раздельное вскрытие пластов позволяло увеличить средний дебит по нефти и по жидкости на 1 м вскрытой нефтенасыщенной толщины более чем на 10%.

Однако на данном этапе разработки необходимо повысить охват запасов вытеснением, вовлечь в разработку невскрытые продуктивные толщины.

По эксплуатационному фонду горизонта $БС_{10}$100%-ная перфорация продуктивной толщины выполнена в 683 скважинах, что составляет 48%.

Максимальные недоперфорированные толщины отмечаются в центральной части структуры, где в основном распространены все пласты $БС_{10}^1$, $БС_{10}^2$, $БС_{10}^3$.

Анализируя статистическую обработку недоперфорированных нефтенасыщенных толщин видно, что в 533 скважинах (37%) невскрытая толщина находится в пределах от 0 до 4 м.

В 75% скважин редкой сетки не вскрыто до 4 м. и в5% скважин - более 4м, в скважинах уплотняющей сетки соотношение соответственно 70% и 30%.

На 1.01.05г. в 8% действующего добывающего фонда и0% действующего нагнетательного фонда не вскрыто более 3-х метров продуктивной толщины. В среднем недоперфорированная продуктивная толщина составляет по: добывающему фонду - 5,5 м; нагнетательному фонду - 4,8 м.

В проекте разработки S месторождения (1986г.) проведённый анализ показал:

- опережающее заводнение и вытеснение запасов нефти по пласту $БС_{10}^{1}$, что является следствием его однородности;
- по результатам электрометрии слабое изменение насыщенности по пласту $БС_{10}^{3}$, а в ряде скважин характер первоначального насыщения не изменился,так, как пласт $БС_{10}^{3}$ имеет более расчлененное строение и неповсеместное залегание и поэтому не во всех зонах охвачен вытеснением;
- в зонах залегания только $БС_{10}^{1}$, $БС_{10}^{2}$.
- в скважинах, пробуренных на линиях тока на расстоянии 375 м от зоны нагнетания - выработка по всей нефтенасыщенной толщине (резко обводняются);
- в скважинах, пробуренных на расстоянии 650 м от зоны нагнетанияи со смещением относительно линий тока, в основном, вскрывали нефтенасыщенный разрез;
- имеются случаи неравномерного (языкового) продвижения закачиваемых вод от линии нагнетания и послойного заводнения по продуктивному пласту.

Анализ выработки запасов $БС_{10}^{1}$, $БС_{10}^{2}$, $БС_{10}^{3}$, проведённый в рамках этого дипломного проекта, подтверждает выше приведённые выводы.

Отмечено, что в скважинах, пробуренных по редкой сетке, не вскрыта линзовидная часть разреза. В уплотняющих скважинах, в зонах залегания трёх пластов, как уже отмечалось выше, вскрывалась более мощная часть $БС_{10}^{3}$, поэтому недоперфорированными остались не только маломощные линзы $БС_{10}^{3}$,

но и монолитные части вышележащих продуктивных пластов $БС_{10}^1$,$БС_{10}^2$, подверженные опережающей выработке.

По геофизическим методам исследований скважин отмечаются невскрытые нефтенасыщенные толщины. Но скважины пробурены более 10 лет назад и прямых методов оценки текущего характера насыщения не имеется, так как разбуривание месторождения закончено, а контрольные скважины уже не могут достоверно решить данную задачу из-за непереодичности проведения методов ИННК. В центральной части горизонтавыделяется зона, где не вскрыт $БС_{10}^1$ мощностью от 1 до 3 метров, и пласт $БС_{10}^2$, не вскрытая часть которого достигает до 7м. Но это результаты электрометрии, в основном на дату бурения 1985-1986гг. С конца 1989г, в связи с переходом с площадной семиточечной системы разработки на блочно-замкнутую, произошло перераспределение фильтрационных потоков в залежи. Поэтому в настоящее время необходимо учитывать сложившуюся промысловую обстановку при выборе скважин для дострела пластов.

При выборе скважин учитывался характер вытеснения запасов в зоне скважин на западе, где залегают в основном два пласта $БС_{10}^1$ и $БС_{10}^2$. В уплотняющий скважинах перфорирован пласт $БС_{10}^2$, а пласт $БС_{10}^1$ в ряде скважин был уже охвачен выработкой.

В южной нефтеводонасыщенной частиместорождения в районе распространения только пласта $БС_{10}^2$, выделяется зона, сложная для дострелов из-за близости ВНК, где не перфорирована нижняя монолитная часть, как в добывающих , так и в нагнетательных скважинах. Коллектор нижней части пласта, насыщение которой нефть, нефть с водой, характеризуется высокими коллекторскими свойствами, неперфорированный продуктивный пропласток отделяется от вышележащего перфорированного выдержанной глинистой перемычкой.

В северной части недоперфорированны, в основном, нефтеводонасыщенные толщины и в настоящее время к вскрытию не рекомендуются.

Наиболее перспективной для дострелов пластов из выделенных зон является центральная часть залежи. Контрольные скважины, утратившие своё прямое назначение, расположенные в центральной зоне, также рекомендуются к перфорации.

Основной причиной низкой эффективности технологии дострелов продуктивных толщин может являться более высокое пластовое давление выработанных участков с системой формирования проницаемых каналов продвижения закачиваемой воды относительно вновь вводимых достреливаемых интервалов. В результате и после дострела продолжается преимущественный отбор жидкости из выработанной части пласта, т.е. в разработку не включаются низкопроницаемые пропластки.

Поэтому мероприятия по дострелам невскрытых продуктивных толщин должны обязательно сопровождаться изоляционными работами по ограничению водопритоков из промытых частей пластов.

Целесообразно применение различных технологий вскрытия и изоляции:

- перфорация на депрессии с предварительной селективной изоляцией водопромытых зон, со значительной глубиной проникания в пласт;
- с целью избежания разрушения цементного камня между пластами и появления затрубной циркуляции следует проводить перфорацию, отработку совместно работавшего и вновь вскрытого пластов, а затем, в случае низких показателей разработки, изоляция ранее вскытого;
- двух-трёхразовые перфорации с изменением частости отверстий и применением высокопроникающих отечественных и импортных перфораторов

Анализ выработки запасов пластов $БС_{10}^1$, $БС_{10}^2$, $БС_{10}^3$, подтверждает закономерности вытеснения нефти, выявленные по результатам электрометрии уплотняющих скважин в проекте разработки 1986 года, об опережающем заводнении пластов $БС_{10}^1$, $БС_{10}^2$ и отставании пласта $БС_{10}^3$ из-за неповсеместного распространения и худших коллекторских свойств по сравнению с верхними пластами.

В неохваченной разработкой части горизонта $БС_{10}$ по площади и по разрезу находится около 34,7 млн.т балансовых запасов нефти, неохваченных по разрезу, целесообразны:

- дострелы продуктивных интервалов в добывающих скважинах с обязательным проведением изоляционных работ по ограничению водопритоков из промытых частей пластов;
- перфорация контрольных скважин;
- выборочный перевод в добычу длительно простаивающих нагнетательных скважин, перебывших под закачкой при 7-ми точечной системе заводнения и впоследствии отключённых при переходе на блоковую систему.
- мероприятия по дополнительной перфорации рекомендуются в отдельных

  наиболее перспективных скважинах для подтверждения выработки запасов

  нефти по пластам и учёта при дальнейшей оптимизации разработки.

3.4.3 Характер выработки запасов по блокам горизонта $БС_{10}$.

По объекту $БС_{10}$ выделено 10 блоков, разделённых между собой нагнетательными рядами, в которых скважины не все пока освоены под закачку. Запасы распределены по блокам неравнозначно и изменяются от млн.т. (блок 1) до 10 млн.т. (8 блок).

Наибольший объём потенциально-извлекаемых запасов содержится в блоках 8,10 блоках (12-14% от общего объёма), которые характеризуются:

- Наилучшими коллекторскими свойствами пластов по всем 3-м блокам;
- Большими нефтенасыщенными толщинами (в 1,2-1,4 раза выше среднего по горизонту) по 7 и 8 блоку;
- Большей (примерно в 1,5-2 раза) площадью нефтеносности по 8 и 10 блокам.

В 1 блоке содержится минимальная доля запасов вследствие распространения здесь одного пласта $БС_{10}^{2}$ с небольшой нефтенасыщенной толщиной и худшим характером вытеснения из-за водонефтяной зоны.

В целом по горизонту вовлечено в разработку 78% от начальных извлекаемых запасов РГФ. Разработка залежи начата с 3.4 и 5 блоков единичными скважинами и в плоть до 1975 года они обеспечивали всю добычу нефти на месторождении. В 1975 -1976 г.г. в разработку были вовлечены оставшиеся 6 блоков (2, 6, 7, 8, 9, 10) за исключением 1 блока, который введён в разработку на 10 лет позднее (в 1986 году).

В целом объект $БС_{10}$, начиная с 1974 г и до 1990 г. Эксплуатировался по площадной семиточечной системе разработки. С целью снижения темпов заводнения залежи и достижения регулируемости процесса вытеснения при совместной разработке нескольких пластов по горизонту $БС_{10}$ с 1990 г. Осуществляется поэтапный переход с площадной семиточечной системы воздействия на блочно-замкнутую. В настоящее время формирование основных разрезающий рядов не завершено, 88% скважин находится в отработке на нефть. Показатели разработки по блокам объекта $БС_{10}$ приведены в таблице 4.4.5., из нее следует, что:

1. Все блоки находятся в стадии падения добычи нефти. Максимальные уровни добычи нефти были достигнуты, в основном, в 1987-1989 г.г. с темпом отбора от потенциально-извлекаемых запасов от 11,4% (блок 10) до 6,1% (7

блок). По большинству блоков (1, 3, 4, 5, 8, 9) после достижения максимума в течении 4-5 лет характерно падение добычи нефти на 17-40%. Обводнённость по состоянию на 1.01.05 г. Колеблется от 46% (4 блок) до и 77-78% (9и 10) блоки.) По пяти блокам (2, 3, 5, 6, 8) в последние года наблюдается снижение обводнённости продукции на 5-21% в связи с отключением высокообводнённых скважин.

2. Незначительным увеличением добычи и дебита нефти в последние года отличаются 3 блока: 4, 5, 9. Годовой отбор нефти по всем трем блокам повысился от 3 тыс.т до3 тыс.т. или на 5-18%. Дебит нефти увеличился с 4,2 т/сут до 5,2 т.сут.Обводнённость снизилась на-3%. Причиной положительного эффекта явилось:

- Вывод из бездействия высокопродуктивных скважин;
- Достаточно большой объём (около -3 млн.т.) остаточных потенциально-извлекаемых запасов.

3. По 3-м блокам 6, 7, 8 добыча нефти в последние года уменьшилась на 13% в связи с сокращением фонда на 3-8% (6 и 8 блоки) и уменьшением дебита нефти на 15% (7 блок) при практически стабильной закачке воды.

4. По остальным 4-м блокам - 1,, 3, 10 отмечается резкое падение добычи нефти на 17 -7% в000 г. В связи с сокращением действующего фонда скважин на 7-36% (2, 3 блоки) и большим влиянием ВНЗ (1, 10 блоки).

Из приведённых ниже таблиц 3.4.3 и 3.4.4 и материала можно сделать заключение, что выработка запасов по бокам неравномерна и изменяется от 59% (1 блок) до 77% (10 блок). Текущий КИН по блокам от потенциально извлекаемых запасов изменяется в широком диапазоне от 0,08 (1 блок) до 0,378 (10 блок).

Таблица 3.4.3 − Характеристика выработки запасов по блокам горизонта $БС_{10}$по состоянию на 1.01.05 г

Показатели	Блоки										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	В сумме
Потенциально-извлекаемые запасы нефти При обводнённости 100%,тыс.т	2053	3748	5359	7159	7922	7549	9303	9955	7528	9819	70395
Накопленная добыча нефти, тыс.т.	1211	2562	3669	5286	4915	5096	6326	7544	5554	7517	49680
Отобрано от потенциально-извлекаемых запасов ,%	59	68	68	74	62	68	68	76	74	77	71
Остаточные потенциально-извлекаемые запасы, тыс.т.	842	1186	1690	1873	3007	2453	2977	2411	1974	2302	20715
Накопленный ВНФ	1,2	1	1,1	1	0,7	0,4	0,4	0,7	1	1,4	0,9
Отобрано нефти на 1 скв., тыс. т./скв											
Добывающую	20	34	50	52	46	49	57	51	46	50	47
Добывающую	16	25	37	37	34	35	42	38	34	42	36
Остат. потенциально-извлекаемые запасы на 1 скважину, тыс.т											
Добывающую	16	22	37	24	32	30	33	25	38	20	27
Действующую	25	40	65	37	46	41	43	41	60	39	43
Добывающих	61	76	74	101	108	103	111	149	120	150	1053
Добывающих	75	101	100	141	145	144	151	198	161	180	1396
Фонд добывающих скважин,											
Всего	53	55	46	78	94	82	91	95	52	114	760
Действующих	34	30	26	50	66	60	70	59	33	59	487
Обводнённость, %	71,9	48,1	65	72,5	46,1	47,1	48,5	65,4	77,9	76,7	65
Дебит нефти, т/сут	5,1	6,5	8	5,1	6,9	5,6	7,6	7,4	5,1	11,8	7,7
Дебит жидкости, т/сут	18,3	12,7	23,1	18,4	12,7	10,5	14,8	21,2	23,4	50,3	22
Добыча нефти, тыс. т.	59	66	64	88	152	116	182	151	60	196	1134
Темп отбора от потенц.-извлек. запасов, %	2,9	1,8	1,2	1,2	1,9	1,5	2,0	1,5	0,8	2,0	1,6
Темп отбора от текущих запасов, %	7,0	5,6	3,8	4,7	5,1	4,7	6,1	6,3	3,0	8,5	5,5
Кратность запасов , лет (при 100% обводнённости)	14	18	26	21	20	21	16	16	33	12	18

Лучшими показателями отличаются 8 и 10 блоки, в которых содержится наибольший объём начальных потенциально-извлекаемых запасов около 10 млн.т в каждом или7% от общего объёма по объекту:

- Отобрано 77% потенциально-извлекаемых запасов;
- На 1 добывающую скважину отобрано более 50 тыс.т , что выше среднего по объекту на 6%;
- В годовой добыче нефти 13% от общего объёма обеспечивает 8 блок и 17% - 10 блок;
- Средний дебит нефти по 10 блоку максимальный - 11,8 т/сут;
- Довольно высокими темпами отбираются остаточные запасы от 6.1% по блоку 8 до 8,5% по 10 блоку (наибольший, чем по другим блокам);
- Обводнённость по 8 блоку средняя - 65% и высокая - 77% по 10 блоку;
- Остаточные потенциально-извлекаемые запасы на 1 скважину невысокие и составляют 0-25 тыс.т.

Благодаря особенности геологического строения водонефтяного 10 блока, где проницаемость высокопродуктивной нефтяной части разреза выше водоносной, вытеснение нефти водой носит благоприятный характер. Текущий КИН по блоку самый высокий - 0,378.

Эффективное вытеснение нефти водой по 8 блоку связано с более однородным строением пласта и высокой ПСС (14 га/скв). Текущий КИН по блоку достиг высокой величины и равен 0,322.

Высокие показатели разработки имеют 4, 5, 6, 7 блоки, в которых содержится большой объём остаточных потенциально-извлекаемых запасов - 10310 тыс.тили половина (49,7%) от общего по объекту:

- Отобрано 74% (блок 4) и 62%-68% (5, 6, 7 блоки) от потенциально-извлекаемых запасов;
- Обводнённость продукции наименьшая 46 - 48% по 5, 6, 7 блокам, а

по блоку 4 -у составляет 73%, что выше среднего по объекту на 8%;

- Отбор на 1 скважину выше среднего по объекту в 1,1 - 1,2 раза в 4, 6 7 блоках и на уровне среднего в 5 блоке;
- Значительна доля накопленной добычи нефти по блокам -1623 тыс.т или 44% от общего объёма;
- С высокими темпами отбора в пределах 4,7 - 6,1% отбираются остаточные запасы.

Вытеснение нефти водой по 5, 6, 7 блокам носит благоприятный характер, особенно следует выделить кривую вытеснения блока 5 с максимальным текущим КИН - 0,351, где опережающему вытеснению способствовало более однородное строение горизонта $БС_{10}$ и меньшая нефтенасыщенная толщина практически чистонефтяной зоны.

По наиболее продуктивным 6,7 блокам с узкой полосой ВНЗ характер вытеснения идентичен кривой по типичным чистонефтяным зонам и текущий КИН достиг достаточно высокой величины 0,307 - 0,319.

По 4 блоку на процесс вытеснения отрицательно повлияла высокая проницаемость приконтурной зоны и текущий КИН значительно ниже, чем по другим блокам и равен 0,238. Высокой кратностью остаточных подвижных запасов к добыче нефти подтверждается тот факт, что блок, что блок разрабатывается слабо и доизвлечение содержащихся в нём запасов требует интенсификации добычи и восстановления скважин.

С низким темпом 0,8% отбираются остаточные подвижные запасы по 9 блоку, где на процесс вытеснения отрицательно повлиял прорыв закачиваемой воды в высокопродуктивные пласты $БС_{10}^{1}$ и $БС_{10}^{2}$ уплотняющий скважин. Доизвлечение содержащихся в нем запасов требует значительных работ по восстановлению скважин и интенсификации добычи нефти.

По блокам и 3 на процесс вытеснения отрицательно повлияла высокая проницаемость приконтурной зоны, которая способствовала быстрому прорыву

воды в скважинах. Накопленный отбор нефти в общем объёме незначителен - 5% (2 блок) и 7% (3 блок).

Высокая кратность (20-26 лет) остаточных потенциально-извлекаемых запасов и 3 блоков подтверждает слабую их разработку. Остаточные потенциально-извлекаемые запасы вероятно отберутся при восстановлении скважин и при применении МУН.

Минимально (по сравнению с другими блоками) выработаны запасы 1 блока - на 56%, вследствие позднего вовлечения его в разработку (1986г.) и интенсивного обводнения продукции (за 12 лет разработки обводненность достигла 72% при средней величине - 65%).

На неблагоприятный характер вытеснения нефти водой по блоку 1 повлияло геологическое строение горизонта $БС_{10}$ (небольшая нефтенасыщенная толщина при превышающей её в несколько раз водоносной толщине) и редкая сетка скважин. Текущий КИН по 1 блоку самый низкий - 0,07.

Можно сделать выводы:

1. В соответствии с размерами блоков и распределением в них фильтрационно-емкостных свойств, начальные потенциально-извлекаемые
   запасы меняются в пределах от млн.т (блок 1) до 10 млн.т (8 блок). Наибольший объём запасов содержится в блоках 7, 8, 10. Наименьший объём - в блоках 1, 3.
2. Разработка блоков осуществлялась с различными показателями в зависимости от геологических условий залегания пластов и технологических
   параметров (ПСС, степень формирования системы заводнения и т. д.). Высокие показатели по отборам нефти достигнуты по блокам-5, 6, 7,10. Худшие показатели разработки имеют блоки - 1,3.
3. Средний дебит нефти по блокам, ввиду высокой неоднородности горизонта, меняется в широком диапазоне от 5 до 12 т/сут.

Высокими дебитами по нефти разрабатываются блоки 3,10. Минимальные дебиты отмечаются по блокам 1, 4, 6, 9.

Таблица 3.4.4 − Характеристика блоков горизонта $БС_{10}$ по состоянию на 1.01.05г

Параметр	Наибольший	В целом по площади	Наименьший
Нач., потенц., извлекаемые запасы	7 блок -9,3 (13%) 8 блок -10 (14%)	70,396	1 блок -2(3%) 2 блок -3,7 (5%)
Выработанность запасов (подвижных)	10 блок -77% 8 блок -76% 4 блок - 74%	71%	1 блок -59% 5 блок - 62% 2 блок - 68%
Темп отбора от подвижных запасов, % макс./текущ. (отбор от подвижных запасов)	10 блок -11.4/2 (77%) 4 блок -9,6/ 1,2 (74%) 2 блок -9,4/1,8 (68%)	5,1/1,8 (77%)	7 блок -6,1/2 (68%) 5 блок -6,7/1,9 (62%)
Добыча нефти, тыс .т	10 блок -196 (17%) 7 блок -182 (16%) 5 блок -152 (13%)	1134	1 блок -59 (5%) 9 блок -60 (5%) 3 блок -64 (6%)
Дебит нефти	10 блок -11,8 т/сут 3 блок - 8 т/сут	7,7 т/сут	1,4,9 блоки-5,1 т/сут
Обводнённость	1 блок -72% 4 блок -73% 10 блок -77%	65%	6 блок -47% 2 блок - 4% 7 блок - 49%
Остаточные подвижные запасы, тыс.т (% от общего)	5 блок -3007 (15%) 7 блок -2977 (14%) 8 блок -24 11 (12%)	20715	1 блок -842 (4%) 2 блок -1186 (6%) 3 блок -1690 (8%)
Текущий КИН	10 блок -0,378 5 блок -0,3 51 8 блок -0,32	0,281	1 блок -0,082 2 блок -0,181 4 блок -0,238
Кратность запасов, лет	9 блок – 33 3 блок –6 4 блок -21	18	10 блок -12 1 блок- 14 7 блок – 16
Количество скважин перебывших в эксплуатации в 1977 г.	7 блок -70 (14%) 4 блок -66 (14%) 6 блок -60 (12%)	487	3 блок -6 (5%) 2 блок -30 (6%) 9 блок -33 (7%)

4. Блоки обводнены в разной степени от 46% до 78%. Наименее заводнены блоки, 6, 7. Наибольшую обводнённость продукции имеют скважины блоков 1, 4, 9, 10.

5. Количеством и плотностью действующих скважин в 1997г блоки существенно различаются (от3 до 56 га/скв). Наибольшую плотность имеют блоки 5, 6, 7. Существенно разрежена сетка скважин (средневзвешенная по площади) по блоку 1 (51 га/скв) и блоку 9 (56 га/скв).

6. Запасы блоков вырабатываются крайне неравномерно. Процент отбора от подвижных запасов меняется в пределах от 59% (блок 1) до 77% (блок 10). Наибольший объём остаточных потенциально-извлекаемых запасов (без учёта экономики) содержится в блоках 5, 7, 8,10. Минимальный объём оставшихся в пластах запасов приходится на блок 1.

7. Лучшей характеристикой вытеснения отличаются блоки 5, 6, 7, 8 , т.е. центральная наиболее продуктивная часть месторождения с благоприятным строением горизонта. Худшее вытеснение нефти водой отмечается по блокам 1, (северная водонефтяная часть площади).

8. По текущему КИН прослеживается тенденция увеличения характеристик блоков с севера на юг за исключением блока 9, который характеризуется переходной зоной от ЧНЗ к ВНЗ и высокой неоднородностью по проницаемости).

9. Таким образом, наиболее перспективными по остаточным запасам, с лучшими показателями разработки выделяются блоки , 5, 7, 8, 10.

3.5 Выводы и рекомендации

Общее состояние разработки нефтяной залежи пласта $БС_{10}$, в котором содержатся основные остаточные запасы нефти S месторождения, является очень сложным. Из пласта извлечено более половины извлекаемых запасов

нефти, а между тем добыча нефти снизилась до 1 млн.т в год, почти две трети скважин остановлены и несмотря на это обводненность добываемой продукции достигла 79 %. Появились обширные зоны, на которых отсутствуют действующие добывающие скважины, или находятся считанные единицы высокообводненных или малодебитных скважин. Между тем, судя по всему, степень выработки запасов нефти на этих участках не является достаточно высокой, и необходимо осуществление комплекса геолого-технических мероприятий по вовлечению в разработку остаточных запасов нефти на этих участках.

Для этого необходимо прежде всего осуществить реконсервацию большинства добывающих скважин на этих участках, а чтобы повысить их дебит по нефти и перевести их в разряд рентабельных, необходимо провести по ним комплекс геолого-технических мероприятий, в который входит:

- осуществление ИНФП;
- осуществление потокоотклоняющих технологий;
- осуществление ремонтно-изоляционных работ;
- применение технологии «Полисил»;
- СКО+ГКО;
- в необходимых случаях произвести дострел пласта и осуществить ГПП;
- бурение боковых горизонтальных стволов.

Только после проведения комплекса перечисленных геолого-технических мероприятий возможно с достаточно высокой эффективностью возобновить разработку ныне заброшенных участков нефтяной залежи пласта $БС_{10}$. В результате реконсервации большого числа добывающих скважин будет воссоздана регулярная сетка добывающих скважин на пласт.

Для успешного продолжения разработки нефтяной залежи пласта $БС_{10}$ необходимо воссоздание и регулярной системы заводнения. Существовавшая система площадного заводнения была ликвидирована, и началось создание

блочно-замкнутой системы заводнения, но эта работа не была доведена до конца. Из-за массовых отключений добывающих и нагнетательных скважин в середине 90-х годов вся система заводнения была разрушена и в настоящее время она представляет собой очаговую систему.

Предлагается разрезать нефтяную залежь пласта $БС_{10}$ девятью примерно широтными разрезающими рядами нагнетательных скважин на 10 блоков. Таким образом, на залежи создается обычная блоковая система заводнения. Так как внутри блоков будут находиться отдельные нагнетательные скважины, то фактически будет создана блоковая система заводнения в сочетании с очаговой.

Местоположение разрезающих рядов нагнетательных скважин выбиралось с использованием карты остаточных нефтенасыщенных толщин. Линии разрезающих рядов намечены таким образом, чтобы они проходили по уже в значительной степени выработанным зонам пласта или по зонам незначительных остаточных нефтенасыщенных толщин. При этом зоны концентрации остаточных запасов нефти, где еще сохранились большие нефтенасыщенные толщины, оставались внутри создаваемых блоков. В связи с этим линии разрезания не имеют строго линейного характера, а ширина блоков различная. Некоторые блоки имеют значительную ширину, но это не имеет большого значения, так как внутри блоков имеются многочисленные очаговые нагнетательные скважины, и активность системы заводнения остается достаточно высокой.

СибНИИНП предложил создать по пласту $БС_{10}$ не блоковую, а блоково-замкнутую систему, разрезав залежь рядами нагнетательных скважин еще и в меридиональном направлении. Однако в настоящее время острой необходимости осуществления такой интенсивной системы нет, пластовое давление в залежи и без этого близко к первоначальному, а освоение меридиональных рядов потребует перевода в нагнетательные еще и действующих добывающих скважин.

Для создания описанной системы заводнения необходимо перевести под закачку 19 действующих добывающих скважин, возобновить закачку по 38 ныне простаивающим нагнетательным скважинам, перевести в нагнетательные 38 скважин из разряда ныне простаивающих добывающих скважин. В разрезающих рядах окажутся 39 ныне действующих нагнетательных скважин. Потеря 19 добывающих скважин существенно скажется на текущем уровне добычи нефти, но это будет временная потеря, которая довольно быстро компенсируется реконсервацией большого количества добывающих скважин и созданием за счет работы разрезающих рядов упорядоченного фронта вытеснения нефти. Необходимо только отметить, что этот фронт будет вытеснять не только нефть, но и воду, ранее закачанную в пласт и занимающую отдельные выработанные зоны пласта. При освоении новых скважин под нагнетание необходимо обязательно закачивать в них потокоотклоняющие композиции с целью снижения гидропроводности промытых зон пласта.

Необходимо тщательно изучить работу очаговых скважин, находящихся внутри блоков. Возможно по ряду из них закачиваемая вода быстро проскальзывает в соседние скважины по обводненным пропласткам, не совершая полезной работы по вытеснению нефти из пласта. По ним необходимо будет осуществить закачку потокоотклоняющих композиций, а в случае отсутствия эффекта - эти очаговые скважины остановить.

Одной из основных технологий, которую необходимо применять при разработке нефтяной залежи пласта $БС_{10}$, является бурение в добывающих скважинах боковых горизонтальных стволов. В геолого-физических условиях пласта $БС_{10}$ эта технология должна быть достаточно эффективной.

На нефтяной залежи пласта $БС_{10}$ имеется очень большое количество простаивающих нагнетательных скважин, оставшихся от системы площадного заводнения. Необходимо попытаться те из них, по которым закачано менее 100 тыс.$м^3$ воды, перевести в разряд добывающих. Для этого целесообразно по ним осуществить бурение боковых горизонтальных стволов с отходом ствола от

старого забоя не менее 150-200 м и с обязательным вскрытием пластов $БС_{10}^1$, $БС_{10}^2$ и $БС_{10}^3$. Бурение БГС не только позволит выяснить интервалы остаточной нефтенасыщенности пласта $БС_{10}$, но и ввести эти скважины в эксплуатацию.

Как отмечалось выше в пласте $БС_{10}$ сосредоточено более 80 % остаточных извлекаемых запасов нефти S месторождения, и основной объем планируемых геолого-технических мероприятий сосредоточен на этом объекте разработки.

По пласту предусмотрено проведение следующих методов увеличения нефтеизвлечения:

- применение физико-химических и гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения;
- зарезка боковых горизонтальных стволов;
- изменение системы заводнения;
- вывод добывающих скважин из бездействия и других категорий (пьезометрический, контрольный фонды);
- проведение гидравлического разрыва пласта в добывающих скважинах;
- проведение оптимизации режимов эксплуатации добывающих скважин;
- бурение проектных скважин.

Применение физико-химических и гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения.

Запланировано проведение 7761 скважино-операций по применению физико-химических и гидродинамических МУН.

Проведение мероприятий осуществляется в течение всего расчетного периода.

Дополнительная добыча составляет 6,4 млн.т, 34 % от суммарной дополнительной добычи.

Прирост КИН за счет мероприятия 0.026.

Доля дополнительной добычи от суммарной добычи нефти за период с004 г. составляет 10 %.

Зарезка боковых горизонтальных стволов.

Осуществляется зарезка 87 боковых горизонтальных стволов на пласте в период с005 по010 г.

Дополнительная добыча за расчетный период 5,0 млн.т, что составляет7 % от суммарной дополнительной добычи.

Прирост КИН за счет мероприятия 0.020.

Доля дополнительной добычи от суммарной добычи нефти за период с004 г. составляет 8 %.

Изменение системы заводнения.

Новая система ППД будет состоять из50 нагнетательных скважин, из которых 91 уже находится под закачкой, 38 скважин будут введены из бездействия, освоены под заводнение 19 действующих добывающих скважин и 13 добывающих бездействующих скважин, 19 скважин будут введены под закачку из числа законсервированных, 63 скважины из числа пьезометрических, 4 скважины из числа контрольных и 3 скважины будут введены из освоения под закачку. Из50 нагнетательных скважин 165 будут размещены в 9 разрезающих рядах и 85 будут использованы как очаги заводнения.

Реконструкция системы ППД предусмотрена с005 по011 г.

Дополнительная добыча за расчетный период,7 млн.т, что составляет 14 % от суммарной дополнительной добычи.

Прирост КИН за счет мероприятия 0.011.

Доля дополнительной добычи от суммарной добычи нефти за период с004 г. составляет 4 %.

Вывод добывающих скважин из бездействия и других категорий.

Запланировано перевести в добывающий фонд 53 скважины из бездействующего добывающего фонда и 191 скважину из пьезометрического и контрольного фондов.

Ввод скважин осуществляется в период с003 по007 г.

Дополнительная добыча за расчетный период,5 млн.т, что составляет 13 % от суммарной дополнительной добычи.

Прирост КИН за счет мероприятия 0.010.

Доля дополнительной добычи от суммарной добычи нефти за период с004 г. составляет 4 %.

Проведение гидравлического разрыва пласта в добывающих скважинах.

Гидравлический разрыв пласта проводится на 50 скважинах, расположенных в зонах низкой продуктивности. Осуществление ГРП запланировано на период с004 по007 г.

Дополнительная добыча за расчетный период 1,1 млн.т, что составляет 6 % от суммарной дополнительной добычи.

Прирост КИН за счет мероприятия 0.005.

Доля дополнительной добычи от суммарной добычи нефти за период с003 г. составляет %.

Проведение оптимизации режимов эксплуатации добывающих скважин.

Оптимизация запланирована на 119 скважинах в период с004 по007 г.

Дополнительная добыча за расчетный период 737 тыс.т, что составляет 4 % от суммарной дополнительной добычи.

Прирост КИН за счет мероприятия 0.003.

Доля дополнительной добычи от суммарной добычи нефти за период с003 г. составляет 1 %.

Бурение проектных скважин.

Бурение проектных скважин осуществляется в краевых зонах пласта для обеспечения наиболее полной выработки запасов нефти. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что в конкретном случае наиболее целесообразно бурение обычных наклонно-направленных скважин. В рамках существующей геологии с высокой расчлененностью, модельные расчеты показали низкую эффективность применения горизонтальных скважин.

Бурение 8 проектных скважин намечено с005 по007 г.

Дополнительная добыча за расчетный период 407 тыс.т, что составляет % от суммарной дополнительной добычи.

Прирост КИН за счет мероприятия 0.002.

Доля дополнительной добычи от суммарной добычи нефти за период с004 г. составляет 1 %.

Всего по месторождению за технологический период за счет применения методов увеличения нефтеизвлечения будет добыто4,1 млн. т нефти., зарезка боковых горизонтальных стволов, восстановление Основными геолого-техническими мероприятиями будут физико-химические МУН действующего добывающего фонда и коренная реконструкция системы ППД пласта $БС_{10}$.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Аннотация мероприятия

При работе скважин, оборудованных УЭЦН постоянно меняются параметры пласта, призабойной зоны, свойства отбираемой жидкости.

При увеличении обводненности, снижается количество газа на приеме насоса, и, следовательно, можно повышать отбор жидкости, а для этого требуется сменить типоразмер насоса на больший.

При ухудшении коллекторских свойств пласта, снижается скорость фильтрации и, как следствие, уменьшается забойное давление и при этом идет увеличение газосодержания на входе в насос. Если не снизить количество газа на приеме насоса, то насос будет работать на износ, двигатель будет перегреваться, при дальнем увеличении подачи произойдет ее срыв.

Поэтому, для лучшей и более долгой работы насоса УЭЦН требуется периодически проводить оптимизацию работы насоса. Срок службы УЭЦН равен 4 годам .

В004 году добыто 1678 тыс. тонн нефти. Дополнительная добыча нефти в объеме 135 тыс. тонн получена за счет выполнения программы по оптимизации и интенсификации работы скважин и внутренних резервов.

Из 30 оптимизированных скважин, на5-ти была произведена смена установки ЭЦН, 5 скважин были оптимизированы по программе «Джо Мак».

Оптимизация по программе «Джо Мак» заключается в следующем: в скважину спускают установку ЭЦН такого же типоразмера, что была спущена раньше, но с большим напором. Например, был спущен ЭЦН-50-1500, спускают ЭЦН-50-1750 или ЭЦН-50-2000.

Из 30 оптимизированных скважин – 16 скв. (52 %) работают с увеличением дебита нефти. Прирост дебита на 1 скважину в среднем составляет0,3 тонн/сутки; 8 скважин (26%) работают без изменения дебита нефти; 6 скважин (22 %) работают со снижением дебита нефти после

оптимизации. Средний прирост дебита нефти на 1 оптимизированную скважину составил 9,3 тонн/сутки.

4.2 Анализ влияния проведения оптимизации на ТЭП предприятия.

Анализ влияния проведения оптимизации фонда скважин на ТЭП предприятия сводится к расчету приростных данных: валовый продукт, выручка от реализации, фондоотдача, фондоемкость, производительность труда, прибыль.

Таблица 4.2.1 − Исходные данные

Исходные данные	
Цена 1 т. нефти (руб.)	1837
Стоимость основных производственных средств (руб.)	124726000
Среднесписочная численность (чел.)	1265
Стоимость одного ремонта (руб.)	1282200
МРП до оптимизации (дни)	407
МРП после оптимизации (дни)	434

1. Валовая продукция:

До проведения мероприятий: **ВП** = 4578,76 тыс. т.

После проведения мероприятий: **ВП** = 4952,95 тыс.т.

Добыча нефти увеличилась на 374,2 тыс.т.

2. Выручка от реализации:

до проведения мероприятий: **ВР** = 8411,1 млн.руб.

после проведения мероприятий: **ВР** = 9098,5 млн.руб.

Выручка от реализации увеличилась на 687,4 млн.руб.

3. Производительность труда:

$$\mathbf{ПТ} = \frac{\mathbf{Q}}{\mathbf{Ч}}$$, где

Q – валовая продукция,

Ч – среднесписочная численность.

до проведения мероприятий**:** $\mathbf{ПТ} = \frac{4578.76}{1265} = 3.619$ тыс.т. /чел.

после проведения мероприятий: $\mathbf{ПТ} = \frac{4952.95}{1265} = 3.915$ тыс.т./чел.

Производительность труда увеличилась на 0,296 тыс.т./чел.

4. Прибыль после проведения мероприятий:

$\mathbf{П_р}$ = 687,4 млн.руб.

5. Фондоотдача:

$\mathbf{Ф_о} = \frac{\Delta \mathbf{Q}}{\mathbf{C_{ст}}}$, где $\mathbf{C_{ст}}$ – стоимость основных производственных средств

$\mathbf{Ф_о} = \frac{909850000}{124726000} = 7{,}3$ руб/руб.

Фондоотдача возросла на 7,3 руб/руб.

6. Фондоемкость:

$$\mathbf{Ф_е} = \frac{\mathbf{C_{ст}}}{\Delta \mathbf{Q}}$$

$\mathbf{Ф_е} = \frac{124726000}{909850000} = 0{,}137$ руб/руб.

Фондоемкость снизилась на 0.137 руб/руб.

Таблица 4.2.2 − Влияние проведения оптимизации на ТЭП НГДУ «Юганскнефть»

Показатели	После проведения мероприятий
Валовая продукция (тыс.т)	4952,95
Выручка от реализации (млн. р.)	9098,5

Продолжение таблицы 4.2.2

Производительность труда (тыс.т./чел)	3,915
Дополнительная прибыль (млн.р.)	687,4
Фондоотдача (руб/руб)	7,3
Фондоёмкость (руб/руб)	-0,137

Проведённые расчёты показывают, что в результате применения оптимизации, происходит изменение технико-экономических показателей НГДУ «Юганскнефть», связанное с увеличением количественных значений данных показателей.

4.3 Расчет экономической эффективности программы оптимизации фонда скважин

Дополнительная добыча нефти от проведенного мероприятия по годам составит:

2004г. – 135 тыс.т.; 2005г. – 98 тыс.т.;

2006г. – 52 тыс.т.; 2007 г. –9 тыс.т.

1. Определяем, полученную выручку по формуле:

   Выр $=\Delta Q \cdot$ Ц,

   где ΔQ - прирост добычи;

   Ц - цена 1 т. нефти.

   $Выр_{2004} = 135000 \cdot 1837 = 48{,}0$ млн. руб;

   $Выр_{2005} = 98000 \cdot 1837 = 180{,}0$ млн. руб;

   $Выр_{2006} = 52000 \cdot 1837 = 95{,}5$ млн. руб;

   $Выр_{2007} = 9000 \cdot 1837 = 53{,}3$ млн. руб.

2. Прирост затрат по данному мероприятию складывается из затрат на оптимизацию и затрат на дополнительную добычу нефти. Т.к. все скважины были оптимизированы в004 г., то затраты в последующих годах будут равны

только затратам на дополнительную добычу, условно-переменные затраты составляют 85 руб.:

$\Delta И_{2004} = И_{опт} + И_{доп.доб.}$

$\Delta И_{005,006,007} = И_{доп.доб.}$

$\Delta И_{2004} = 30 \cdot 1620000 + 85 \cdot 135000 = 60075000$ руб;

$\Delta И_{2005} = 8330000$ руб;

$\Delta И_{2006} = 4420000$ руб;

$\Delta И_{2007} = 465000$ руб.

3. Определяем прирост прибыли:

$\Delta Пр_{2004} = 48000000 – 60075000 = 187925000$ руб.

$\Delta Пр_{2005} = 180000000 – 8330000 = 171670000$ руб.

$\Delta Пр_{2006} = 95500000 – 4420000 = 91080000$ руб.

$\Delta Пр_{2007} = 53300000 – 4650000 = 8650000$ руб.

4. Определяем экономию текущих затрат:

$$Э = \left(\frac{365}{МРП_{ДО}} - \frac{365}{МРП_{ПОСЛЕ}} \right) \cdot C_{ПРС} \cdot n$$

где: $МРП_{до}$, $МРП_{после}$ – межремонтный период до и после проведения оптимизации;

$С_{ПРС}$ – стоимость одного ремонта;

n – количество оптимизированных скважин.

$$Э = \left(\frac{365}{407} - \frac{365}{434} \right) \cdot 1282{,}2 \cdot 30 = 2154{,}1 \text{ тыс. р.}$$

5. Определяем прирост налога на прибыль:

Т.к. налог на прибыль равен4%, то

$\Delta Н_{пр} = (Выр + Э - \Delta И) \cdot 0{,}24$

$\Delta Н_{пр2004} = (248000000 + 154100 – 60075000) \cdot 0{,}24 = 45618984$ руб;

$\Delta Н_{пр2005} = (180000000 + 154100 – 8330000) \cdot 0{,}24 = 41717784$ руб;

$\Delta Н_{пр2006} = (95500000 + 154100 – 4420000) \cdot 0{,}24 = 2376184$ руб;

$\Delta Н_{пр2007} = (53300000 + 154100 – 465000) \cdot 0{,}24 = 12717384$ руб.

6. Определяем поток денежной наличности:

Δ ПДН = Выр + Э - ΔИ - $\Delta Н_{пр}$

$\Delta ПДН_{2004}$=48000000+154100–60075000–45618984=144460116 руб;

$\Delta ПДН_{2005}$=180000000+154100–8330000–41717784=132106316 руб;

$\Delta ПДН_{2006}$=95500000 +154100–4420000–2376184 = 70857916 руб;

$\Delta ПДН_{2007}$=53300000 +154100–465000–12717384 = 40271716 руб.

7. Рассчитаем накопленный ПДН:

$НПДН_{2004}$ = 144460116;

$НПДН_{2005}$ = 144460116 + 132106316 =76566432 руб;

$НПДН_{2006}$ =76566432 + 70857916 = 347424348 руб;

$НПДН_{2007}$ = 347424348 + 40271716 = 387696064 руб.

8. Рассчитаем коэффициент дисконтирования:

$\alpha t = (1 + Енп)^{tp-t}$, где:

Енп – нормативный коэффициент приведения

$\alpha_{2004} = (1 + 0.1)^{2004-2004} = 1$

$\alpha_{2005} = (1 + 0.1)^{2004-2005} = 0.9090$

$\alpha_{2006} = (1 + 0.1)^{2004-2006} = 0.8264$

$\alpha_{2007} = (1 + 0.1)^{2004-2007} = 0.7513$

9. Рассчитаем дисконтированный ПДН:

ДПДН = Δ ПДН · α

$ДПДН_{2004}$=144460116 · 1=144460116 руб;

$ДПДН_{2005}$=132106316 · 0,9090 =120084641 руб;

$ДПДН_{2006}$=70857916 · 0,826446=58560241 руб;

$ДПДН_{2007}$=40271716 · 0,751315=30256744 руб.

10. Рассчитываем ЧТС:

$ЧТС_{2004}$=144460116 руб;

$ЧТС_{2005}$=144460116 + 120084641=64544757 руб;

$ЧТС_{2006}$=64544757 + 58560241=323104998 руб;

$ЧТС_{2007}$=323104998 + 30256744=353361742 руб.

Анализируя полученные значения ЧТС можно сделать вывод, что оптимизация фонда скважин, как метод увеличения нефтеотдачи, имеет как технологический, так и экономический эффект. И только изменения параметров в ту или иную сторону влияют на экономическую эффективность мероприятия. Данное мероприятие имеет степень риска, связанную только с изменением цены на нефть и объема её добычи.

5 Социальная ответственность

5.1 Основные опасности и вредности при эксплуатации нефтяных месторождений

Совершенствование технологических процессов добычи нефти и газа подразумевает использование новых средств автоматизации, телемеханики и управления процессами производства.

Внедрение в производство новых технологий, требует от работников соответствующего уровня знаний, владения техникой и технологией производства, а также соблюдения техники безопасности предусмотренной правилами эксплуатации.

В НГДУ «Юганскнефть» вопросы создания безопасных условий труда для работников и их соблюдение актуальны на данном этапе. Ведётся работа по обеспечению и соблюдению оптимальных условий труда, предупреждению и предотвращению чрезвычайных ситуаций, снижению уровня травматизма и числа аварий на производстве.

В процессе добычи нефти и газа возникают опасные факторы при обслуживании объектов по добыче (скважин, ДНС, КНС). Наиболее вероятными являются следующие: возможность образования взрывоопасной смеси, вероятность открытого фонтанирования вследствие нарушения и ослабления соединений, высокое давление рабочей среды в скважинах и трубопроводах, утечки газа, нефти и химических реагентов, наличие кабельных линий под высоким напряжением и т. д. За004 год по НГДУ «Юганскнефть» не зарегистрировано случаев травматизма со смертельным исходом.

Произведём оценку риска по формуле:

$R = C_n/N_p = 1/2562 = 0{,}0004$, (4.1.1.)

где C_n – число смертельных случаев;

N_p – число работающих в сфере производства;

Ежегодно работникам, занятым на производстве с вредными условиями труда, предоставляется дополнительный отпуск. К этой категории работников относится и персонал, занятый на ликвидации аварий и их последствий.

В нефтяной промышленности применяются вещества, которые при воздействии на работающих могут вызвать кратковременное или длительное нарушение функций организма. При добыче из нефти выделяются легкие углеводороды, которые являются ядовитыми и способны образовывать с воздухом взрывоопасную смесь.

Поскольку работы связаны с вредными условиями труда, то рабочим пологается компенсация за ущерб здоровью в виде молока и денежных доплат.

5.1.1 Технические требования к оборудованию и рабочему инструменту, гарантирующему безопасность

При проведении работ по данной технологии закачки сшитых полимерных систем необходимо руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденными Госгортехнадзором Российской Федерации от 9.04.98 г.

Перед началом работ оператор должен проверить наличие и состояние средств пожаротушения, средств индивидуальной защиты, медицинской аптечки, необходимого запаса чистой пресной воды, нейтрализующих компонентов (мел, известь, хлорамин, 3 % раствор соды).

Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторократное ожидаемое рабочее давление.

При гидравлических испытаниях нагнетательной системы обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.

Расстановка оборудования осуществляется согласно фактической схемы расстановки оборудования. Передвижные насосные установки должны располагаться на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние

между ними должно быть не менее 1 м. Другие установки для выполнения работ (компрессор, парогенераторная установки и др.) должны размещаться на расстоянии не менее5 м от устья скважины. Агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины.

При производстве работ необходимо следить за герметичностью задвижек, фланцевых и других соединений. Все неплотности, после снижения давления до атмосферного, должны немедленно устраняться.

На нагнетательном трубопроводе у устья скважины должны быть

установлены обратный клапан и запорное устройство, а на устьевой арматуре – манометр.

Соединение автоцистерны с ёмкостью должно осуществляться с помощью гибких шлангов через сливной патрубок с задвижкой, установленной в нижней части цистерны.

При попадании препарата на кожу смыть обильным количеством теплой воды с мылом.

В аварийных ситуациях необходимо действовать строго в соответствии с Планом ликвидации аварий.

Все работы по закачке хим. реагентов в скважины должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране окружающей среды, действующими на территории РФ:

- Закон РФ от 19.12.1991г. N060-1 «Об охране окружающей природной среды»;

- Указ Президента РФ «О государственной стратегии РФ по охране окружающей среды и обеспечению устойчивого развития» от 4.02.1994 г. N36;

- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» от 3.11.1995 г. N 174-ФЗ;

При обработках скважин в пойменных зонах естественных водоемов администрацией предприятия совместно с организациями санитарного надзора

и бассейновой инспекцией должны быть разработаны дополнительные мероприятия, обеспечивающие предотвращение загрязнения грунтовых и паводковых вод вредными веществами и производственными отходами.

Необходимо обеспечить герметичность системы по закачке химических композиций. При аварийных разливах хим. реагенты следует немедленно собрать в приямке и на месте нейтрализовать.

Отложения и остатки хим. реагентов, извлекаемые при очистке емкостей, аппаратов и коммуникаций должны захороняться в местах, отведенных по согласованию с местными органами пожарного и санитарного надзора.

По окончанию обработки скважины необходимо очистить загрязненные нефтью и хим. реагентами участки вокруг скважины.

При выбросах компонентов композиций из емкостей, разлива реагентов на грунт, обходимо загрязненные участки земли засыпать песком, с последующим удалением в шламонакопитель для захоронения, в соответствии с методическими указаниями «Порядок накопления, транспортировки обезвреживания и захоронения токсичный промышленных отходов, утвержденными Минздравом СССР от 12/12/84 № 3184 и п..01.-26-85 «Захоронение на полигоне по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов.».

5.1.2 Санитарные требования

Работа выполняется на открытом воздухе. На территории ЦДНГ месторождения расположен вахтовый посёлок, где предусмотрены места обогрева и сушки одежды, столовая.

К месту проведения работ работники доставляются автобусами ЛАЗ-969, Кароса, Икарус.

Проведя краткий анализ представленных данных можно заключить следующее:

- уровни звука на ДНС – 1 превышают допустимые значения. Работники, занятые производством на территории ДНС – 1 должны

быть обеспечены средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051- 87.

- значения вибрации на ДНС – 1 выше допустимых пределов (по ГОСТ – 12.1.003 – 83).

Микроклимат производственных помещений соответствует требованиям ГОСТ 12.1.005-88.

Поэтому параметры микроклимата могут являться как опасными, так и вредными производственными факторами. Предусмотрен комплекс мероприятий по защите от воздействий неблагоприятных факторов.

При работе в помещении с охлаждающим микроклиматом, работающие должны быть снабжены в соответствии с требованиями ГОСТ ССБТ 12.4.084-80 «Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Костюмы мужские. Технологические условия« и 12.4.088-80 «Костюмы женские для зашиты от пониженных температур. Технологические условия». При воздействии ветра, регламентируемая температура воздуха должна быть увеличена на,2 ^{o}C на каждый 1 м/с увеличения его скорости. А также устанавливают специальное оборудование и устройства укрытия над рабочим местом, оборудуются помещения для обогрева работающих, а также существуют актированные дни.

5.1.3 Противопожарные требования и средства пожаротушения

В соответствии с общесоюзными нормами технологического проектирования (НПБ 105-95) по взрывопожарной опасности относится к категории А. Огнестойкость здания по СНиП.01.02-85 относится к III степени.

У взрыва и пожароопасных зон в помещениях или на открытых установках указываются классы по ПЭУ: взрывоопасные В-1Г и категории IIA-T3, IIB-T3, IIC-T1.

На промышленных предприятиях широко используют и получают в больших количествах вещества и материалы, обладающие способностью к электронизации, т.е. к возникновению зарядов статического электричества.

Электрические заряды часто являются причиной пожаров и взрывов. Кроме этого статическое электричество – причина нарушения технологического процесса, снижения точности показаний приборов и автоматики. Для отвода зарядов статического электричества, используют устройство электропроводящих полов или заземленных зон, мостов и рабочих площадок, заземление ручек дверей, поручней, лестниц, рукояток приборов, молний и аппаратов.

Защита объектов от прямых ударов молнии по классу В-1Г. ожидаемое количество поражений в год, N>1 не ограничивается. Категория устройства молниезащиты II. Тут зоны защиты А и Б.

Более 70% электротравм на объектах нефтяной промышленности происходит при обслуживании распределительных устройств, воздушных, кабельных линий, электропроводки, электросварочной установки и т.д.

Повышенной опасности подвергаются машинисты передвижных агрегатов, электрослесари, механики, электросварщики.

Безопасность труда при обращении с электрическим током предполагает высокое качество работ по устройству электроустановок, периодический контроль их состояний, а так же высокий контроль и уровень производственной дисциплины, строгое соблюдение действующих правил устройства электроустановок, правил технической эксплуатации электроустановок.

К работе с ними допускаются только высококвалифицированный персонал, ознакомленный с правилами техники безопасности при обслуживании электроустановок. Для защиты людей от поражения электрическим током все электроустановки оборудуются элементами зашиты, плавными предохранителями, реле – выключателями заземления. Для предотвращения прикосновения человека к токоведущим частям применяют: изоляцию, ограждения, дистанционное управление.

Продолжает оставаться актуальной проблема защиты объектов от статического электричества. Для предотвращения накопления зарядов

используется антистатическое покрытие, антистатические прокладки (из хрома). Добавки таких присадок снимают способность горючих веществ к электролизации. Каждый производственный объект ТПП имеет комплекс защитных устройств от грозовых зарядов. Все эти устройства предназначены для безопасности людей, сохранности зданий и сооружений, предотвращений возможных взрывов, загораний и разрушений, возникающих при воздействии молнии.

Как правило, такими устройствами служат молниеотводы. На промыслах используются два типа молниеотводов: стержневые и тросовые.

На промысле применяется следующие средства пожаротушения: огнетушители типа ОП-5 – ГОСТ (82-60). Также существуют противопожарные щиты, на которых находятся багры, ломы, ведра, огнетушители.

5.1.4 Средства индивидуальной защиты

Средства защиты применяют для предотвращения или уменьшения воздействия на работающих опасных и вредных факторов.

К средствам защиты предъявляют следующие требования:

- высокую степень защитной эффективности и удобство при эксплуатации;
- наиболее благоприятные для человека соотношения с окружающей внешней средой и оптимальные условия для трудовой деятельности (ГОСТ 12.4.0 II-75 «Средства защиты работающих. Классификация»).

К средствам индивидуальной защиты работающих на промысле НГДУ «Юганскнефть» относятся спецодежда, спец обувь, головные уборы, рукавицы, перчатки, приспособления для защиты органов дыхания, зрения и слуха (противогазы, респираторы, очки, антифоны)

Защитные свойства спецодежды определяются тканями, из которых они изготовлены. К тканям предъявляются такие требования, как хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоёмкость.

Спецобувь предназначена для предохранения ног от механических повреждений и от действия кислот, щелочей, воды. Кроме того, она должна иметь хорошие теплоизоляционные свойства.

Защитные очки предохраняют глаза от механических повреждений и от попадания пыли, кислот, щелочей, лучистой энергии, вредных испарений.

Респираторы предназначены для очистки вдыхаемого человеком воздуха от пыли и капель жидкостей посредством фильтрации. Противогазы защищают человека от пыли, капель жидкости и вредных газов.

5.2 Экологичность проекта

5.2.1 Влияние проектируемых работ на окружающую среду

Основными загрязняющими веществами атмосферного воздуха при эксплуатации месторождения являются углеводородные соединения, продукты полного и неполного сгорания, оксиды азота, углерода, сажа, химические реагенты применяемые в процессе добычи нефти.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ и аэрозолей приведены ниже в таблицах 5.2.1 и 5.2.2.

Таблица 5.2.1 − Предельно допустимые концентрации основных вредных веществ на месторождении

Вещество	ПДК, мг/м	Класс опасности	Агрегатное состояние
Кислота соляная	5	2	Пары
Кислота серная	1	2	Аэрозоли
Масла минеральные (нефтяные) ГОСТ0799-75	5	4	Аэрозоли
Метан (в пересчете на С)	300	3	Газ
Метанол	5	2	Пары
Метилмеркаптан	0,8	2	Пары
Серовород	10	3	Газы

Продолжение таблицы 5.2.1

Сероводород в смеси с углеродами С1 -С5	3	3	Пары и газы
Сода кальцинированная	2		Аэрозоли
Сода каустическая	0,5	4	Смесь паров,
Углерод оксид	20	1	Аэрозоли
Хроматы, бихроматы (в пересчете на СОЗ)	0,01		Пары и газы

Таблица 5.2.2 − Предельно допустимые концентрации основных аэрозолей

Вещество	ПДК, мг/м	Класс опасности
Алюминия оксид (в том числе с примесью диоксида кремния)	2	4
Барит	6	4
Диатомит	6	4
Известняк	6	4
Кремнесодержащие пыли (глина)	4	4
Силикаты и силикатосодержащие пыли:		
Асбестоцемент	6	4
Цемент	6	4
Сульфанол	3	-

Эти источники загрязнения воздуха на S месторождении, при строительстве и эксплуатации скважин принимают согласно РД 39 – 022 – 90. К ним же соотносят и двигатели внутреннего сгорания, факела, шламовые амбары, ёмкости с ГСМ, оборудования устья скважин, ЗУ, циркуляционные системы и т. д.

Загрязнение водных артерий в районе месторождения происходит в основном вследствие порывов нефтепроводов и водоводов. Анализ поверхностных вод, проведённый лабораторией СибНИИНП, в районе S месторождения показал, что содержание нефтепродуктов отмечается равным,6 мг/л, что превышает предельно допустимые концентрации (ПДК) в 52 раза (при допустимом ПДК=0,05 мг/л), концентрация хлоридов составляет 36,1 мг/л. Этот показатель выше природного фона в 6,1 раз. Содержание ионов железа в воде достигает 1,8 г/л, что превышает ПДК в 3,6 раза (при допустимом ПДК = 0,5 мг/л).

Подведя краткий итог можно заключить, что общее состояние поверхностных вод крайне неудовлетворительное и следует принять ряд мер по предотвращению сложившихся ситуации.

Аналогично поверхностным водам от порывов трубопроводов и последующих разливов нефти, загрязнению подвергается на месторождении и почвенно-растительный покров. Кроме этого вред почвенному покрову наносит сама технология сооружения на территории месторождения водоводов; подготовительные работы, включающие расчистку трассы; сооружение временных дорог; строительство складов для хранения материалов; засорение горюче-смазочными материалами и отходами строительного производства; передвижение строительной техники и транспортных средств.

5.2.2 Мероприятия по защите окружающей среды на месторождении

Охрана атмосферного воздуха осуществляется в соответствии с законом РФ «Об охране атмосферного воздуха».

При эксплуатации скважин на S месторождении для предупреждения газопроявлений и выбросов вредных веществ в атмосферный воздух службы экологического контроля осуществляют ряд технических, технологических и организационных мероприятий:

- собирают и максимально утилизируют попутный нефтяной газ при освоении эксплуатационных скважин;

- обеспечивают автоматическое отключение всех скважин при прорыве выкидной линии;
- исключают возможность выброса газовой фракции в атмосферный воздух;
- осуществляют постоянный контроль за техническим состоянием и исправностью добывающего и нагнетательного оборудования, за герметичностью устьевой арматуры;
- применяют закрытые и герметичные ёмкости для хранения нефти и ГСМ;

Факела аварийного сжигания газа оборудуется системой электрического сжигания, удовлетворяющий требованиям Минздрава РФ, Госкомприроды и «правилам безопасности в нефтяной промышленности». Рекомендуется сбрасываемый газ в факельную систему предварительно очищать от капельной жидкости, что обеспечит его бездымное сжигание.

Охрана поверхностных вод

Трубопроводы, проложенные на территории S месторождения (нефтепроводы, водоводы) в местах пересечения их водотоками в аварийных ситуациях являются основными источниками загрязнения поверхностных вод. Для опасных участков разработаны планы ликвидации загрязнения

Основными видами работ, выполняемых при ликвидации нефтяных загрязнений, являются:

- доставка технических средств к месту разлива нефти;
- локализация нефтяного загрязнения на водных территориях;
- временное хранение и транспорт водонефтяных эмульсий;
- контроль за произведёнными работами.

В целях поддержания благоприятного гидрологического режима, улучшения санитарного состояния, рационального использования водных ресурсов рек и озёр, находящихся на территории S месторождения, установлены границы водоохранной зоны, в состав которой входит поймы рек.

В эту зону попадает большое количество скважин и кустов, поэтому необходимо соблюдать мероприятия по предотвращению загрязнения природных вод.

При дальнейшей эксплуатации и последующему разбуриванию месторождения необходимо решать вопрос по проведению технических и технологических мероприятий, обеспечивающих их экономически чистую эксплуатацию: усиление обваловки вокруг кустовой площадки до отметок выше максимального уровня паводковых вод на 0,5 - 0,8 м;

- устройство гидроизоляции площадки;
- обеспечение отвода изливов нефти во время ремонта и аварий по герметизированным сетям в специальную ёмкость;
- исключить попадание отходов бурения в водоносные горизонты;
- при сборе, подготовке, транспорте нефти предусмотрена герметизированная система для полного исключения возможности загрязнения гидрографической сети месторождения.

Охрана почвенного покрова

Экологический результат рекультивации нарушенных почв на S месторождении заключается в создании благоприятных условий функционирования экологических систем в данном районе после их восстановления. Технически возможные методы рекультивации определяются характеристикой нарушенных земель (форма и морфометрические параметры техногенного рельефа, мощность и пригодность почв к освоению, условия увлажнения).

Воздействие строительного периода на почвенно-растительный покров (ПРП) определяется конструктивной схемой прокладки трубопроводов, технологией сооружения и условиями местностей. Между тем, именно почвенный покров, представляющий плодородную верхнюю часть земной коры, аккумулирует влагу и питательные вещества, обеспечивают

существование и воспроизводство растительных организмов. В дальнейшей разработке месторождения необходимо предусматривать:

- строгое размещение в пределах земельного отвода базы хозяйственной части самих монтажников;
- максимальное сохранение во время строительства наземного яруса растительности и верхнего горизонта почв, проведение строительных работ в зимний период времени;
- разработку оптимальных маршрутов между буровыми с учётом рельефа местности;
- строительство специальных зимников для транспорта тяжелых комплексо-блочных установок (КБУ) к местам их монтажа;

При бурении скважин чрезвычайно опасны аварийные выбросы нефти, загрязняющие значительные по площади территории нефтепромысла. В этой связи необходимо:

- располагать скважины и кусты на землях не занятых лесом, особенно в районе реликтовых лесов;
- исключить размещение кустов и скважин в затопляемых, пойменных зонах;
- при монтаже буровых установок запроектировать гидроизоляцию площадок под объекты: вышечно-лебёдочный, насосный и силовой блоки, блок приготовления растворов и т.д.
- исключить применение в буровых растворов нефтепродуктов, заменяя их раствором с полимерными реагентами. Однако здесь необходимо учитывать наличие норм ПДК на акриловые полимеры для водоёмов рыбо-хозяйственного назначения;
- предусмотреть при завершении строительства сборку и вывозку бытового и производственного мусора в места свалки, согласованные с землепользователем, с последующей их ликвидацией.

Для соблюдения этих требований необходимо осуществлять контроль за состоянием почв на месторождении, охватывающих их загрязнение, нарушением и учётом отводимых во временное использование и возвращенных земель.

Категории опасности предприятия. Для каждого предприятия рассчитывается категория опасности предприятия. Расчет категории опасности предприятия (таблица 5.2.3).

Таблица 5.2.3 − Расчет категории опасности предприятия

Наименование вещества	ПДК, м.р. мг/м3	Класс опасности вещества	A_i	M_i, т/год	КОП
Углеводороды	1,5	4	0,9	5023,2196	1487,311
Окиси углерода	3,0	4	0,9	1407,3000	253,5953
Окиси азота	0,004	2	1,3	334,9869	125851,37
Сажа	0,050	3	1,0	43,1053	862,1060
Соединение свинца	0,0003	1	1,7	0,00003	0,0200
Ингибитор депарафинизации	1,000	3	1,0	7,0400	7,0400
Ингибитор коррозии	1,000	3	1,0	3,5800	0,5857
Ингибитор солеотлжения	1,000	3	1,0	0,6130	0,6130
Дипроксамин	1,500	3	1,0	0,0700	0,0467
Метанол	1,000	3	1,0	0,1250	0,1250
Итого					128462,81

Если M_i / $ПДК_i$ < 1, то КОП не рассчитывается и приравнивается к 0. При расчете категории опасности используют ПДК максимально разовые, ОБУВ

или уменьшенные в 10 раз ПДК, рабочей зоны. Если нет и этой информации, то значение КОП приравнивается к массе выбросов данных веществ.

По величине КОП предприятия делятся на 4 категории опасности (таблица 5.2.4).

Таблица 5.2.4 − Категории опасности

Категория опасности	Значение КОП
1	КОП > 10^6
2	10^6>КОП>10^4
3	10^4>КОП>10^3
4	КОП<10^3

Данное предприятие по величине КОП относится ко категории опасности, т.к. соблюдается условие 10^6>КОП>10^4.

Санитарно-гигиенические условия труда на объектах S месторождения удовлетворяют требованиям ГОСТ 121005-88; уровни звука и вибрации превышают предусмотренные допустимые уровни ГОСТ 12. 1. 003-83, микроклимат и освещение производственных объектов на месторождении соответствуют требуемым нормам; количество вредных веществ выбрасываемых в атмосферу при сжигании газа на факеле незначительное и их уровни ниже предельно – допустимых; уровень проводимых мероприятий S месторождении с целью поддержания общей экологической обстановки сложившейся на данное время можно считать удовлетворительным, но требуют дальнейшего их развития.

Условия труда при производстве работ соответствуют современному уровню безопасности. Соблюдение и выполнение всех запланированных мероприятий помогут избежать травматизма и профессиональных заболеваний при выполнении работ.

Для минимизации ущерба окружающей среде при проведении работ на месторождении необходимо соблюдение всех предусмотренных проектом и согласованных с контролирующими органами природоохранных мероприятий.

Служба экологического мониторинга предприятия, эксплуатирующего данное месторождение, должна осуществлять контроль за изменениями в геологической среде, за состоянием окружающей природной среды и за состоянием промысловых систем в пределах территории месторождения.

Заключение

В результате анализа горизонта $БС_{10}$ S месторождения были сделаны следующие выводы. С самого начала эксплуатации разбуривание залежи осуществлялось крайне низкими темпами. До 1972 г в эксплуатации находилось лишь четыре добывающих скважины, которые работали с дебитом нефти 30-20 т/сут. Добыча нефти возрастала медленно и лишь в 1988 г достигла максимального значения равного 4,6 млн.т.

Обращает на себя внимание низкий темп отбора нефти от НИЗ (начальные извлекаемые запасы) на протяжении всего периода эксплуатации залежи. Даже в год максимальной добычи нефти он составлял 4,3 %, в остальной период времени практически находился на уровне 1-2 % в год. Действующий фонд добывающих скважин в 1989 г достиг 884 единицы. В течение четырех лет (1986-1989 гг.) добыча нефти удерживалась на уровне 4 млн.т ежегодно. К этому периоду времени среднегодовая обводненность составила 50 % и средний дебит нефти находился в пределах 14-20 т/сут. Начиная с 1989 г. добыча нефти ежегодно снижалась в среднем на 300 тыс.т и составила в 1999 году 1 млн.т.

В 2004 г добыча нефти по сравнению с 2003 г увеличилась на 169 тыс.т и составила 1681 тыс.т за счет внедрения методов увеличения нефтеотдачи.

С начала эксплуатации по состоянию на 1.01.05 г из залежи $БС_{10}$ было извлечено 59,75 млн.т нефти, выработка НИЗ составила 67,1 % при среднегодовой обводненности 79,01 % нефти, что составило 94,3 % от НИЗ при среднегодовой обводненности 94,6 %. На одну добывающую скважину эксплуатационного фонда приходится 45,9 тыс.т остаточных извлекаемых запасов нефти.

По параметрам, характеризующим процесс вытеснения, следует, что отбор извлекаемых запасов в объеме 89,8 млн. т нереален при существующем состоянии разработки без принятия практических мер по увеличению охвата запасов процессом вытеснения и оптимизации эксплуатации скважин.

Список использованных источников

1. Переоценка запасов нефти и газа по месторождениям Главтюменьнефтегаза, находящихся в разведке и разработке. Отчет о научно-исследовательской работе, 1986.

2. Протокол заседания ГКЗ по рассмотрению материалов подсчета запасов нефти и растворенного газа S месторождения от 10 июня 1988 г. № 10441, № 10442.

3. Отчетный баланс запасов нефти, 2000 г.

4. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» за 1996-1997 гг., договор № 161 (Ю-4-01/1160), этап 1. S, $БС_{1-5}$ месторождение (НГДУ «Юганскнефть»), 1998 г.

5. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» за 1996 - 1997 гг., договор № 161 (Ю-4-01/1160), этап 1. S, $БС_{10}$ месторождение (НГДУ «Юганскнефть»), 1998 г.

6. Проект разработки S площади (объект $БС_{1-5}$). Отчет о научно-исследовательской работе, 1986 г.

7. Проект разработки S площади (объект $БС_{10}$). Отчет о научно-исследовательской работе, 1986 г.

8. Комплексное исследование керна из разведочных скважин на территории деятельности ОАО «Юганскнефтегаз» (Скважина 002 S месторождения). ЗАО «Сибнефтепроект», 1999 г.