

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

Институт – Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Кафедра – Геология и разработка нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ состояния разработки Звёздного нефтегазового месторождения (Красноярский край)

УДК 622.276-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Воронько Андрей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е. Г.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А. А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт – Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Кафедра – Геология и разработка нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Воронько Андрею Александровичу

Тема работы:

Анализ состояния разработки Звёздного нефтегазового месторождения (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора	1960/с от 22.03.2017
Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по Звёздному нефтегазовому месторождению. Тексты и графические материалы отчётов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1 Общие сведения о месторождении 2 Геолого-физическая характеристика месторождения 3 Состояние разработки месторождения 4 Техника и технология добычи нефти и газа 5 Метод повышения эффективности разработки использованием многозабойных горизонтальных скважин вместо горизонтальных 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7 Социальная ответственность Заключение Список используемых источников

Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района месторождения 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Звёздного месторождения 3. Многозабойная горизонтальная скважина 4. Изменение давления $P_{пл}$ и $P_{заб}$ 5. Сравнение чистого дисконтированного дохода для горизонтальной и многозабойной горизонтальной скважины за первый год работы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим А. А.
Социальная ответственность	Грязнова Е. Н.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е. Г.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Воронько Андрей Александрович		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>гуманитарных и естественных наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> 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 – Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Кафедра – Геология и разработка нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2017	Общие сведения о месторождении	10
10.03.2017	Геолого-физическая характеристика месторождения	10
24.03.2017	Состояние разработки месторождения	15
07.04.2017	Техника и технология добычи нефти и газа	10
28.04.2017	Метод повышения эффективности разработки использованием многозабойных горизонтальных скважин вместо горизонтальных	20
19.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
30.05.2017	Социальная ответственность	10
10.06.2017	Оформление работы	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е. Г.			

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Воронько Андрею Александровичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Сущность исследования	Анализ эффективности разработки многозабойными горизонтальными скважинами
2. Норма и нормативы расходования ресурсов	Бизнес-план предприятия на 2009-2013 гг.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	«Налоговый кодекс Российской Федерации», 15 февраля 2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Техничко-экономические показатели производства;
2. Методика расчёта экономической эффективности многозабойной горизонтальной скважины;
3. Расчёт экономической эффективности многозабойной горизонтальной скважины;
4. Результаты расчёта экономических показателей.

Перечень графического материала:

1. Сравнение чистого дисконтированного дохода для горизонтальной и многозабойной горизонтальной скважины за первый год работы;
2. Сравнение чистого дисконтированного дохода для горизонтальной и многозабойной горизонтальной скважины за два года работы.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А. А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Воронько Андрей Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Воронько Андрею Александровичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: метод повышения эффективности разработки использованием многозабойных горизонтальных скважин. Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1 Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов 1.2 Анализ выявленных опасных факторов</p>	<p>1 Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – повышенная запылённость; – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – повышенный уровень шума и вибрации; – недостаточная освещённость рабочей зоны; – токсическое воздействие нефти и её паров; – психофизиологические перегрузки. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования; – электробезопасность; – пожаробезопасность.</p>
<p>2 Экологическая безопасность 2.1 Защита селитебной зоны 2.2 Защита атмосферы 2.3 Защита гидросферы 2.4 Защита литосферы</p>	<p>2 Экологическая безопасность – защита селитебной зоны; – анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на гидросферу; – анализ воздействия объекта на литосферу; – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>

<p>3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1 Вероятные чрезвычайные ситуации 3.2 Разлив нефти</p>	<p>3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – разливы нефти, пожары и взрывы; – выбор наиболее типичной ЧС – разлив нефти; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства 4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Воронько Андрей Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 95 страниц, 5 рисунков, 28 таблиц, 30 источников.

Ключевые слова: добыча нефти, разработка месторождения, горизонтальная скважина, многозабойная скважина, многоствольная скважина, боковой ствол, расчёт притока.

Основным объектом исследования является продуктивный пласт Нх-1 Звёздного нефтегазового месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ состояния разработки месторождения, а также технологический и экономический анализ метода повышения эффективности разработки месторождения использованием многозабойных горизонтальных скважин и его оценка.

На основании полученных результатов рекомендуется бурение многозабойных горизонтальных скважин вместо горизонтальных ввиду их большей эффективности.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчёты и графики – в Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft PowerPoint.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизическое исследование скважин

ГДИС – гидродинамическое исследование скважин

ГФ – газовый фактор

ГС – горизонтальная скважина

КИН – коэффициент извлечения нефти

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

НКТ – насосно-компрессорные трубы

МЗС – многозабойная скважина

НГО – нефтегазоносная область

НПС – насосно-перекачивающая станция

ПЗП – призабойная зона пласта

ПДК – предельно-допустимая концентрация

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

УДНГ – управление добычи нефти и газа

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

ЭЦН – электроцентробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

ЭВН – электровинтовой насос

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	15
1.1 Географическое и административное положение месторождения	15
1.2 Природно-климатические условия	16
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
2.1 Геологическое строение месторождения и залежей.....	18
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	18
2.1.2 Тектоническое строение.....	22
2.1.3 Нефтегазоносность	23
2.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек	24
2.3 Характеристика залежей.....	28
2.4 Свойства и состав пластовых флюидов	32
2.4.1 Свойства и состав нефти и газа	32
2.4.2 Свойства и состав пластовых вод	34
2.5 Запасы нефти и газа	35
3 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	38
3.1 Характеристика состояния разработки месторождения в целом	38
3.2 Состояние разработки объекта Нх-1.....	40
4 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	43
4.1 Выбор рационального способа эксплуатации скважин	43
4.2 Выбор конструкции лифта	48
4.3 Применение УЭЦН	48
4.4 Одновременно-раздельная эксплуатация пластов	51
5 МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ВМЕСТО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ	54
5.1 Актуальность метода	54

5.2	Базовый вариант разработки пласта Нх-І	55
5.3	Критерии выбора местоположения скважины-кандидата	56
5.4	Расчёт притока флюида к многозабойной горизонтальной скважине.....	56
6	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
6.1	Технико-экономические показатели производства	60
6.2	Методика расчёта экономической эффективности многозабойной горизонтальной скважины	61
6.3	Расчёт экономической эффективности многозабойной горизонтальной скважины	62
6.4	Результаты расчёта экономических показателей.....	64
7	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
7.1	Производственная безопасность.....	66
7.1.1	Анализ выявленных вредных факторов	67
7.1.2	Анализ выявленных опасных факторов	75
7.2	Экологическая безопасность.....	80
7.2.1	Защита селитебной зоны.....	80
7.2.2	Защита атмосферы.....	80
7.2.3	Защита гидросферы	82
7.2.4	Защита литосферы	85
7.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
7.3.1	Вероятные чрезвычайные ситуации	86
7.3.2	Разлив нефти	87
7.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	89
7.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	89
7.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	91
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	93

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы во всех основных нефтедобывающих регионах мира увеличивается количество месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Однако, наряду с этим активное развитие науки, техники и технологий добычи нефти уже сейчас позволяет разрабатывать низкопроницаемые и сверхнизкопроницаемые коллекторы, в которых содержится основная доля трудноизвлекаемых запасов. Большое внимание вопросам повышения эффективности разработки месторождений и извлечения нетрадиционных запасов уделяется и в России.

Звёздное месторождение является крупнейшим нефтегазоконденсатным месторождением Красноярского края. Его сложное геологическое строение, тяжёлые климатические условия и, как следствие, высокая себестоимость добычи нефти, газа и конденсата требуют применения современных технологий повышения эффективности разработки. Пласт Нх-1 стоит отметить особо. При базовом варианте разработки данного объекта отмечается недостижение значения коэффициента извлечения нефти, утверждённого проектом.

В работе рассмотрены новые технологии, связанные с применением горизонтальных многоствольных скважин. Горизонтальная многоствольная скважина – это скважина, включающая основной ствол (горизонтальный), а также некоторое количество дополнительных (боковых) стволов, пробуренных в пределах продуктивного горизонта (пласта). Такие скважины характеризуются значительно более высокими дебитами по сравнению с горизонтальными одноствольными. Использование многозабойных скважин (МЗС) позволяет снизить общее количество добывающих скважин, уменьшить депрессии, продлить период безводной эксплуатации, а также эффективно извлекать в промышленных масштабах запасы, ранее считавшиеся не извлекаемыми, значительно увеличить эффективность практически всех методов воздействия на пласт.

В данной выпускной квалификационной работе бакалавра были рассмотрены особенности разработки Звёздного месторождения, проанализирован действующий эксплуатационный фонд скважин, проведён сравнительный анализ технологической и экономической эффективности горизонтальных скважин и многозабойных горизонтальных, приведено экономическое обоснование использования многоствольных горизонтальных скважин на Звёздном месторождении с учётом его отличительных особенностей, свойств пластовых флюидов и условий залегания пластов.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Географическое и административное положение месторождения

Звёздное газонефтяное месторождение расположено в Туруханском районе и на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края. Ближайший населённый пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск – в 300 км к юго-западу от месторождения – рисунок 1.1.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на км². В г. Игарка имеется речной порт и аэропорт, который способен принимать тяжёлые самолёты.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск-Игарка – 1747 км. На площадь Звёздного месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после достаточного промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги (зимники). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км [1].

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на север-северо-запад от Звёздного. Месторождения связаны газопроводом с г. Норильском и конденсатопроводом с г. Дудинкой, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к запад-юго-западу от Звёздного месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

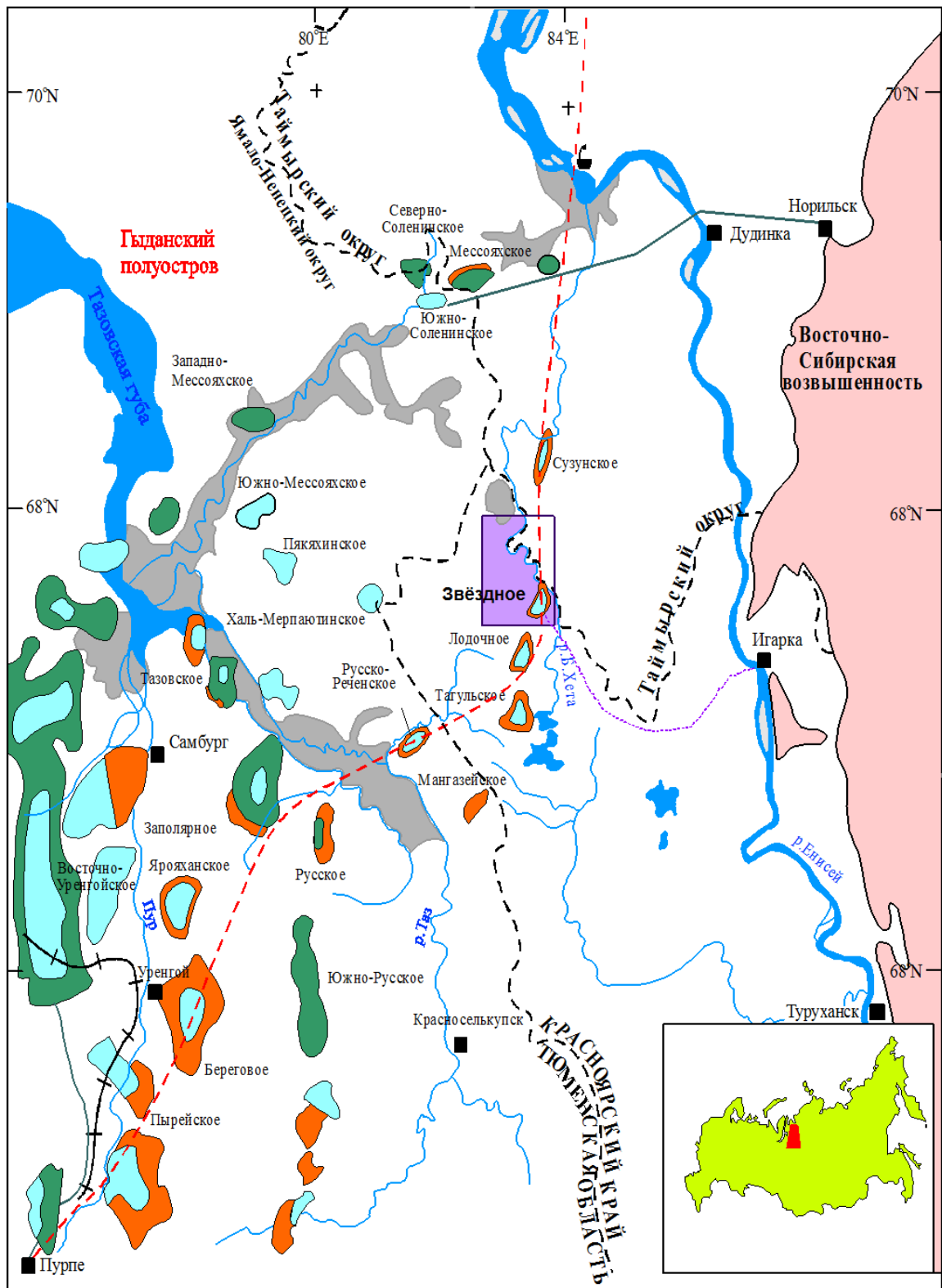
Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведется с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Звёздного месторождения» (протокол заседания ЦКР Роснедра от 01.06.2006 № 3662).

1.2 Природно-климатические условия

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября, мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках – до одного метра; в оврагах, распадках – до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август-сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемёрзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам. Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, протекающую в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Ледоход начинается в середине апреля и заканчивается в середине июня, в это же время заканчивается ледоход и на Енисее (г. Игарка – 5-8 июня, г. Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации – 130 суток.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | |
|--|---------------------------|--|--|
| | Болота | | Лицензионная территория СП "Енисейнефть" |
| | Действующий газопровод | | Сухой газ |
| | Проектируемый нефтепровод | | Газовый конденсат |
| | Железная дорога | | Нефть |
| | Зимняя дорога | | |

0 100 км

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района месторождения [1]

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Геологическое строение месторождения и залежей

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Звёздного месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Звёздного месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине Вн-11 забой находится в вымских отложениях средней юры. Сводный разрез приведен на рисунке 2.1.

Меловая система (Нижний мел - K_1)

Нижнехетская свита (K_{1nch}). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алеврито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды кривой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания.

Возраст свиты берриас-ранний валанжин.

Мощность свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м.

Суходудинская свита (K_{1sd}) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наложения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Мощность отложений в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Возраст свиты ранний валанжин-ранний готерив, датируется по комплексу фораминифер и споро-пыльцевому комплексу.

Малохетская свита (K_{1mch}) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые.

Толщина свиты меняется от 145 м (скважина Вн-4) до 200 м (скважина СВн-4).

Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании споро-пыльцевого комплекса.

Яковлевская свита ($K_{1j}ak$) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого, до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород не выдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро и микрофауны и споро-пыльцевой комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород.

Мощность яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Вн-8).

Меловая система (Нижний-верхний отделы - K_{1-2})

Долганская свита ($K_{1-2}dl$) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с

прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин.

Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по споро-пыльцевому комплексу.

Мощность свиты составляет 233-271 м.

Меловая система (Верхний отдел - K₂)

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Четвертичная система – Q

Континентальные отложения, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений. Представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов.

Мощность отложений не превышает 150 м.

2.1.2 Тектоническое строение

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы.

В пределах Большехетской мегатеррасы выделяется Сузунское и Лодочное валообразные поднятия. Звёздная структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Звёздное поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3 км, и ширину 8,8-14,9 км, соотношение длинной и короткой осей 3,2-1,9. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Звёздное поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,3-5,4. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а Северный – 20 м и 45,5 км², соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Звёздное поднятие оконтуривается изогипсой -2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Соотношение длинной и короткой осей 1,8-2,7. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км², а Северный - 25 м и 41,5 км², соответственно. По уровню нижнехетской свиты Звёздное поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м. Данные разломы отчетливо видны на сейсмических профилях.

2.1.3 Нефтегазоносность

Нефтегазопродуктивность Звёздного месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями. Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2008 г. числятся три газовые залежи – Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи – Сд-IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам и две

газонефтяных залежи – Як-III-VII и НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

Общая характеристика толщин продуктивных пластов приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика толщин продуктивных пластов (эксплуатационных объектов)

Пласт	Толщина, м				
	Общая	Эффективная	Газонасыщенная	Нефтенасыщенная	Водонасыщенная
Дл-I-III	$\frac{48,9}{39-56}$	$\frac{13,8}{8,3-16,6}$	$\frac{9,0}{7-11}$	--	$\frac{8,9}{1,2-16,6}$
Як-I	$\frac{21,2}{20,4-22}$	$\frac{5}{3-7}$	$\frac{7,0}{7-7}$	--	$\frac{3,0}{3-3}$
Як-II-VII	$\frac{86,9}{81-95}$	$\frac{60,4}{51,1-71,5}$	$\frac{7,4}{0,8-18,5}$	$\frac{23,9}{12,1-35,7}$	$\frac{36,8}{13,3-51,7}$
Нх-I	$\frac{29,4}{27-31}$	$\frac{8,2}{1-11}$	--	$\frac{8,2}{1-11}$	--
Нх-III-IV	$\frac{73}{67,5-79}$	$\frac{40}{37,2-48,9}$	$\frac{15,4}{5,6-19,6}$	$\frac{15,3}{4,4-25,2}$	$\frac{9,8}{5,2-21,5}$

2.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Звёздного месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Отбор керна произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керна получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керна получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0-1018,0 м (скв. СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения

плотного алевролита. В средней части толщи в интервале 999,0 – 1004,0 м встречен пласт алевролитов, крупнозернистых, неяснослоистых за счет включения хрупких аргиллитов. Встречаются многочисленные растительные остатки. В основании свиты прослеживается (0,8 м) пласт песчаника толщиной 0,8 м, мелко- и тонкозернистого, кварцполевошпатового, некарбонатного, неслоистого, однородного с глинистым цементом.

Коллекторы горизонта Як-I-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18%.

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алевроитоглинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I, III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость – 42,3 мД, а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

Характеристика коллекторских свойств пород по данным керна, ГИС и геофизических исследований, а также статистические показатели неоднородности приведены в таблицах 2.2 и 2.3 соответственно.

Смачиваемость пород определялась методом адсорбции на 40 образцах керна из скважины СВ-1 и 20 образцах из скважины ВН-9. По данным экспериментов коэффициент смачиваемости изменялся от 0 (фильность) до 1 (фобность). Все исследованные образцы являлись преимущественно фильными (таблица 2.4).

Таблица 2.2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности коллекторов по скважинам Звёздного месторождения

Объекты	Метод определения	Наименование	Проницаемость $K_{пр}$, мД	Пористость K_p , %	Начальная нефтенасыщенность K_n , %	$K_{об}$ керн, %
Яковлевская свита	Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт	4	4		4
		Кол-во определений, шт	98	110		41
		Среднее значение	300,3	24,2		32,9
		Коэф-т вариации, д.е.	1,22	0,24		0,50
		Интервал изменения	0-1949,8	12,4-32,1		5,9-87,7
	Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт	3	6	6	
		Кол-во определений, шт		197	87	
		Среднее значение	512,4	29,7	53,7	
		Коэф-т вариации, д.е.		0,13	0,31	
		Интервал изменения		15,8-43	14,5-82,2	
	Гидродинамические исследования скважин	Кол-во скважин, шт	2			
		Кол-во определений, шт	1			
		Среднее значение	234,00			
		Коэф-т вариации, д.е.				
		Интервал изменения				
Нижнехетская свита	Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт	5	5		5
		Кол-во определений, шт	197	206		135
		Среднее значение	50,1	17,9		49,8
		Коэф-т вариации, д.е.	0,21	2,91		0,40
		Интервал изменения	0-1387	10,1-30,2		14-91,8
	Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт	3	6	6	
		Кол-во определений, шт		146	108	
		Среднее значение	42,3	19,8	50,8	
		Коэф-т вариации, д.е.		0,15	0,23	
		Интервал изменения		7-26	28,1-70,3	
	Гидродинамические исследования скважин	Кол-во скважин, шт	3			
		Кол-во определений, шт	5			
		Среднее значение	210,00			
		Коэф-т вариации, д.е.	2,050			
		Интервал изменения	2,7-1087			

Таблица 2.3 – Статистические показатели характеристик неоднородности пластов (горизонтов)

Пласт/Параметр	Коэффициент песчанности			Коэффициент расчлененности		
	Кол-во скв-н	Среднее значение	Коэф-т вариации	Кол-во скв-н	Среднее значение	Коэф-т вариации
Дл-I-III	6	0,28	0,26	6	5,6	0,5
Як-I	2	0,23	0,52	2	1,5	0,47
Як-II-VII	6	0,69	0,089	6	17	0,17
Нх-I	6	0,28	0,47	6	3,6	0,56
Нх-III-IV	5	0,57	0,1	5	8,2	0,55

Таблица 2.4 – Коэффициенты смачиваемости различных пород

	Коэффициент смачиваемости
Песчаники	0,02 – 0,39
Алевролиты	0,01 – 0,21
Аргиллиты	0,01 – 0,06

2.3 Характеристика залежей

По величине запасов Звёздное месторождение относится к уникальным, газонефтеконденсатным по фазовому составу углеводородов и сложным по своему строению.

Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01 2013 г. числятся газовая залежь – Дл-I-III, приуроченная к долганской свите, три газонефтяных залежи – Як-I и Як-II, Як-III-VII приуроченные к яковлевской, две нефтяные залежи – Сд-IX и Нх-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам и одна Нх-III-IV – нефтегазоконденсатная нижнехетской свиты.

Залежь пластов Дл-I-III газовая, пластовая, сводовая. ГВК принят на абсолютной отметке -978,6 м. Размеры залежи 29,5 x 11,6 км, площадь газоносности составляет 230,7 км², высота 60,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 3,1 м (скв. 168) до 38,5 м (скважина Вн-8), составляя в среднем по залежи 11,9 м.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами.

Залежь пласта Як-I северного купола – нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размер залежи – 7,6 x 4,6 км, её площадь составляет 25 км². ГНК установлен на а.о. -1579,9 м по данным ГИС. ВНК варьируется от а.о. -1581 м (скв. 162) до -1589 м (скв. 517PL). Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,6 м (скв. 378) до 9,7 м (скв. 248), составляя в среднем по залежи 3,2 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м (скв. 519PL) до 10,6 м (скв. 192), составляя в среднем по залежи 2,2 м.

Залежь Як-I-1 южного купола – газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная. Положение ГВК принято на а.о. -1588 м. Размеры залежи 5,5 x 3,6 км, её площадь составляет 9,7 км². Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,6 м (скв. 378) до 6,7 м (скв. 393), составляя в среднем по залежи 1,8 м. Остальная преобладающая южная часть залежь водонасыщена, также ограничена зонами глинизации.

Залежь Як-I-2 южного купола – газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. По данным ГИС в 11 скважинах (339, 953, 948, 947, 940, 827, 722, 722PL, 952, 354, 935) выделены газонасыщенные прослои. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,7 м (скв. 722) до 3,4 м (скв. 953), составляя в среднем по залежи 1,8 м. ГВК вскрыт двумя скважинами (953, 948) и принят на а.о. -1560 м по данным ГИС. Размеры залежи 3,5 x 2,3 км, её площадь составляет 6,2 км².

Залежь пласта Як-II южного купола – нефтегазовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная, площадью 73 км². Ранее принятый на а.о. -1596,9 м (скв. 392PL) ГНК пласта изменился и равен -1600 м. (по подошве газа в скважинах 635, 364PL). Согласно результатам испытаний MDT в скважине 734PL, на глубине -1598,6 м получен приток газа и произведен отбор пробы. Положение ВНК по данным ГИС изменяется от -1621,1 м (скв.190) по подошве насыщенного коллектора до -1635,6 м (скв. 729). Поверхность ВНК имеет общий наклон в юго-западном направлении. Нефтенасыщенные

толщины в скважинах изменяются от 0,7 м (скв.512) до 7,2 м (скв. 101 и 151). Газонасыщенные толщины изменяются от 0,5 м (скв. 969) до 8,4 м (скв. 734PL).

Залежь пласта Як III северного купола – нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная, которая отделена от пластов Як IV-VII слаборадиоактивной пачкой алеврито-углисто-глинистых пород. Нефтенасыщение пласта Як-III, подтверждается пробами нефти на а.о. -1594,5 м и -1600,5 м (скв. 164). Пробы нефти, отобранные из скв. 159 на а.о. -1600,7 и -1604,6 м с плотностью – 890,5 и 892 кг/м³ (при средней плотности для Як III-VII 902 кг/м³), подтверждают изолированность данного объекта. ВНК в северной части Як-III условно принят на -1626,5 м (по подошве коллектора скважины 188). Нефтенасыщенные толщины песчаной линзы варьируются от 0,2 м (скв. 506PL) до 10,3 м (скв. 168), составляя в среднем 4 м.

Залежь пластов Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК южного купола принят на абсолютной отметке -1600 м. ГНК северного купола – на абсолютной отметке -1616 м. Положение ВНК изменяется от -1632 м (скв. 116) до -1653,4 м (СВн-4), доказанный опробованием уровень нефтенасыщения -1647,4 м (Вн-6).

Размер залежи 29 x 11,5 км, её площадь составляет 248,5 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м (скважина 702) до 39,8 м (скважина 736), составляя в среднем по залежи 17,9 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина в скважинах 541 и 632 составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м (скв. 819), а в среднем по залежи составляет 7,4 м.

Залежь пласта Сд-IX газонефтяная, массивная, сводовая, тектонически экранированная. Залежь контролируется северным куполом месторождения, размеры залежи составляют 5,8 x 4 км, ее площадь составляет 20,3 км², высота – 25 м. Газовая шапка выделена по результатам опробования в скв. 164

пластоиспытателем MDT, где на а.о. -2363 м и -2368 м получен приток газа. Данные эксплуатации горизонтальных скважин 1001 и 1002 (обе работают с повышенным ГФ 800-900 м³/т) также подтверждают наличие газовой шапки. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 3,5 м, газонасыщенная – 1,4 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2375 м, ГНК – -2368 м.

Залежь пласта Нх-I газонефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Положение ВНК изменяется от -2646,9 м (Вн-17) до -2672,5 м (ВЛд-1), доказанный опробованием уровень нефтенасыщения -2646,6 м (Свн-4) и -2666 (ВЛд-1). В восточной части залежи, в районе скважины СВн-2, залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Размеры залежи 33,5 x 8,9-13,9 км, её площадь составляет 312 км², высота 115 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами, изменяется от 0,7 (скв. 161) до 18,5 м (120PL), составляя в среднем по залежи 7,3 м.

Газонефтяной контакт выделен на абсолютной отметке -2553,4 м по результатам опробования пластоиспытателем MDT скважины 358. Эффективная газонасыщенная толщина в среднем по залежи составила 1 м. В сводовой части пласта, в скважинах №№ 830, 716 и 120, был определен высокий газовый фактор (3000 м³/т, 2000 м³/т и 1000 м³/т, соответственно) и выделена газовая шапка.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. ГНК принят на абсолютной глубине -2716 м. Положение ВНК изменяется от -2747,1 м (скв. 160) до -2766,8 м (скв. Вн-10), доказанный опробованием уровень нефтенасыщения -2761,1 м (Вн-10). Размеры залежи 30 x 11,5 км, её площадь составляет 287,3 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 44 м, газонасыщенной – 56 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 1,2 м (скв. 327) до 39,7 м (Вн-10), составляя в среднем по залежи 17,2 м. Эффективная газонасыщенная толщина – от 0,7 м (скв. 157PL) до 42,6 м (скв. 342), и составляет в среднем по залежи 14,5 м.

2.4 Свойства и состав пластовых флюидов

2.4.1 Свойства и состав нефти и газа

Изучение физико-химических свойств нефтей Звёздного месторождения проведено по данным анализа трех глубинных и трех поверхностных проб, отобранных в ходе геологоразведочных работ в 1988-1997 г.г., в поисковых скважинах ВН-4, ВН-5, ВН-6 южной части структуры и пяти глубинных и двух поверхностных проб отобранных из скважины СВ-1 на севере структуры.

Состав и свойства свободного газа определены по одной поверхностной пробе, отобранной в начальный период геологоразведочных работ в скважине ВН-4 из нижнехетского горизонта Нх-III.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (6,7%), малопарафинистыми (2,7%), малосернистыми (0,15%) с низким выходом легких фракций (17% до 300°C), с повышенной плотностью (0,902 г/см³). Повышенная плотность нефти характерна для пластов группы Як всего региона.

Нефти в пластах Нх-I и Нх-III-IV легкие, плотность – 0,83-0,85 г/см³, парафинистые (4,6-4,8%), малосмолистые (0,08-0,11%), с высоким выходом легких фракций (43-47 % до 300°C), с температурой замерзания не выше -30°C.

Свойства пластовых и дегазированных нефтей Звёздного месторождения приведены в таблицах 2.5, 2.6. Параметры газа, принимаемые в дальнейших технологических расчетах, соответствуют принятым в подсчете запасов (таблица 2.7).

Таблица 2.5 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /м ³	25,3	115,5	109,8
м ³ /т	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при P _{пл} и t _{пл}			
- однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,30
- дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
Объемный коэффициент при P _{нас} и t _{пл}			
- однократное разгазирование, доли ед.			1,31
- дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при P _{нас} и t _{пл} , г/см ³			
- однократное разгазирование	-	-	-
- дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при 20°С, г/см ³	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при P _{пл} и t _{пл} , мПа·с	24,4	0,98	1,1

Таблица 2.6 – Свойства дегазированной нефти

Пласт	Плотность сепарированной нефти, г/см ³	Объемный коэффициент	Пересчетный коэффициент	Газовый фактор
Як-II-VII	0,902	1,2107	0,826	27,94
Як-VI	0,915	1,109	0,9175	51,22
Нх-I	0,831	1,5385	0,65	139,0
Нх-III-IV, объект 2	0,852	1,33	0,7519	145,7
Нх-III-IV, объект 3	0,85	1,204	0,8306	109,9
Среднее пласта Нх-III	0,851	1,267	0,791	127,8

Таблица 2.7 – Параметры свободного газа

Пласт	Коэффициент сверхсжимаемости газа	Пересчетный коэффициент	Температурная поправка
Дл-I	0,767	1,304	1,039
Як-I-III и VI	0,893	1,12	0,97
Нх-III	0,901	1,111	0,902

2.4.2 Свойства и состав пластовых вод

Гидрохимические исследования пластовых вод Звёздного месторождения проводились по общепринятой методике и заключались в опробовании как разведочных, так и эксплуатационных скважин и анализе результатов, базирующихся на обобщении имеющихся геолого-геофизических данных, позволяющих использовать их для разностороннего изучения месторождения и среды его формирования на основе выяснения целого ряда её параметров: геолого-гидрохимических, геотермических, гидродинамических и др.

К сожалению, по пластовым водам Звёздного месторождения имеется лишь три анализа, характеризующих насоновскую, яковлевскую (скв. ВН-6) и нижнехетскую (скв. ВН-4) свиты, в связи с чем были использованы материалы по пластовым водам Большехетского мегавала в целом.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов Звёздного месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15 г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3 г/л, содержание сульфатов менее 6 мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90% экв/л.

Для вод яковлевского горизонта, при гидрокарбонатно-натриевом типе, характерна повышенная минерализация (13,7 г/л), следствием чего, в разрезе месторождения имеет место гидрохимическая инверсия, проявляющаяся в некотором снижении минерализации пластовых вод с глубиной.

В таблице 2.8 дано содержание ионов и примесей в пластовой воде.

Таблица 2.8 – Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Ионы и примеси	Количество исследованных		Содержание мг/л
	скважин	проб	
Cl ⁻	2	1	3947,4
SO ₄ ⁻	2	1	5,76
HCO ₃ ⁻	2	1	378,5
Ca ⁺⁺	2	1	84,17
Mg ⁺⁺	2	1	21,89
Na ⁺ +K ⁺	2	1	2612,5
Примеси	2	1	н.о.
РН	2	1	8,1

Из микрокомпонентов присутствует бром (170,2 мг/л), йод (12,7 мг/л), бор (40 мг/л), кадмий (0,05 мг/л), содержание которых ниже пороговых концентраций, являющихся основанием для отнесения их к промышленным.

В газовом составе преобладает метан (94-99%), при невысоких содержаниях этана (до 0,44%) и бутана (до 0,04%). Доля азота не превышает 5%, а гелия – 0,015-0,03%.

2.5 Запасы нефти и газа

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. По сложности геологического строения входит в число объектов второй группы, характеризующихся невыдержанностью толщин продуктивных пластов, изменчивостью параметров, наличием различных литологических экранов [2].

Ниже в таблицах 2.9 и 2.10 приведены подсчётные параметры и запасы нефти, растворённого и свободного газа, числящиеся на госбалансе в целом по месторождению (протоколы ЦКЗ №№ 469-470-2005 от 13.07.2005 г).

Таблица 2.9 – Сводная таблица подсчётных параметров и запасов нефти и растворенного газа Звёздного месторождения

Пласт	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объём коллектора, тыс. м ³	Коэф. открытой пористости	Коэф. нефтенасыщенности	Плотность нефти, г/см ³	Пересчетный коэффициент	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	КИН	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газовый фактор, м ³ /т	Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³	Начальные извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³
Як-II-VII	C1	23198	25,6	594852	0,3	0,551	0,902	0,826	73260	0,35	25641	27,94	2047	716
	C2	213158	13,6	2892670	0,3	0,551	0,902	0,826	356253	0,3	106876	27,94	9954	2986
Нх-I	C1	33601	10	334580	0,189	0,41	0,831	0,65	14063	0,4	5625	139	1955	782
	C2	153188	5,2	798957	0,189	0,41	0,831	0,65	33581	0,37	12425	139	4668	1727
Нх-III	C1	7546	11,9	89995	0,213	0,55	0,858	0,606	5521	0,4	2209	128	707	283
	C2	85582	9,3	794426	0,213	0,55	0,858	0,606	48738	0,35	17058	128	6238	2183
Нх-IV	C1	20198	13,7	276451	0,198	0,54	0,858	0,606	15310	0,4	6124	128	1960	784
	C2	68855	12,2	838445	0,198	0,54	0,858	0,606	46434	0,35	16252	128	5943	2080
Нх-III-IV	C1	3126	19	59499	0,209	0,58	0,851	0,79	4812	0,4	1925	128	616	246
Север	C2	61491	18,8	1158770	0,209	0,58	0,851	0,79	93718	0,35	32801	128	11996	4199
Всего	C1								112966		41524		7285	2811
	C2								578724		185412		38799	13175

Таблица 2.10 – Сводная таблица подсчётных параметров и запасов свободного газа Звёздного месторождения

Пласт	Категория	Площадь газонасыщенности, тыс. м ²	Средняя газонасыщенность, толщина, м	Объём коллектора, тыс. м ³	Коеф-нт пористости, д.е.	Коеф-нт газонасыщенности, д.е.	Р _{пл} , МПа	Поправки		Начальные геологические запасы газа, млн.м ³
								a	f	
Дл-I-III	C1	14403	8,7	125981	0,315	0,63	9,75	1,304	1,039	3213
	C2	184881	4,8	894070	0,315	0,63	9,75	1,304	1,039	22802
ЯК-I	C1	3128	4,5	14205	0,35	0,59	17,1	1,12	0,97	525
	C2	25037	4,1	103000	0,35	0,59	17,1	1,12	0,97	3805
ЯК-II-VII	C1	3128	2,3	7192	0,28	0,692	17,1	1,12	0,97	253
	C2	60543	6,3	379499	0,28	0,692	17,1	1,12	0,97	13327
Нх-III	C1	32235	14,3	461481	0,177	0,57	25,6	1,11	0,902	11597
	C2	35006	10,4	363440	0,177	0,57	25,6	1,11	0,902	9133
Нх-IV	C1	17868	19,9	355564	0,201	0,7	25,6	1,11	0,902	12599
	C2	27211	13	354538	0,201	0,7	25,6	1,11	0,902	12562
Всего	C1									28187
	C2									61629

3 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Характеристика состояния разработки месторождения в целом

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть – Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-VII, газ – Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2013 г. на Звёздном месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124 скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48 – Як-III-VII, 49 – Нх-III-IV, 28 – Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г. приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Итого
Фонд добывающих скважин	Пробурено	133	59	30	0	222
	Действующие, из них:	123	47	27	0	197
	фонтанные	9	31	3	0	43
	ЭЦН	114	16	24	0	154
	В освоении после бурения	10	3	3	0	16
	Наблюдательные	0	9	0	0	9
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	53	55	29	0	137
	Под закачкой	34	18	17	0	69
	В освоении после бурения	4	3	1	0	8
	В консервации	0	1	0	0	1
	Наблюдательные	6	10	0	0	16
	В отработке на нефть	9	23	11	0	43
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	22
	Действующие	0	0	0	10	10
	Бездействующие	0	0	0	1	1
	В освоении после бурения	0	0	0	10	10
	Наблюдательные	0	0	0	1	1

Накопленная добыча нефти на 01.01.2013 года (49280 тыс. т.) составила 3,7% от начальных извлекаемых запасов. Коэффициент нефтеизвлечения 0,046, обводненность – 24,3%, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 34%.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2013 год – 49280 тыс. т получено за счет фонтанного способа эксплуатации 31% (15038 тыс. т), за счет ЭЦН – 69% (34242 тыс. т), в том числе из нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть – 7625 тыс. т нефти.

За 2009 год добыто нефти: 3388 тыс. т. (проект), 3640 тыс. т. (факт, отклонение +7,4%), и жидкости 3606,8 тыс. т. (проект), 3852,3 тыс. т. (факт, отклонение +6,4%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 180 тыс. м³, обводненность – 5,5%, компенсация – 3%. Действующий фонд добывающих скважин составил 72 ед., среднесуточный дебит по нефти 403,9 т/сут, по жидкости 414,0 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 524,8 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 1277 тыс. т. нефти, 2363 тыс. т. нефти – ЭЦН.

За 2010 год добыто нефти: 13505 тыс. т. (проект), 12700 тыс. т. (факт, отклонение -6%), и жидкости 14864,6 тыс. т. (проект), 14127 тыс. т. (факт, отклонение -5%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 5404,2 тыс. м³, обводненность – 10,1%, компенсация – 20%. Действующий фонд добывающих скважин составил 128 ед., среднесуточный дебит по нефти 356,2 т/сут, по жидкости 396,2 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 28 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 1105,6 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 6069 тыс. т. нефти, 6631 тыс. т. нефти – ЭЦН.

За 2011 год добыто нефти: 14529 тыс. т (проект), 14856 тыс. т (факт, отклонение +2,3%), и жидкости 16573 тыс. т (проект), 17089 тыс. т (факт,

отклонение +3,1%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 14889 тыс. м³, обводненность – 15,7%, компенсация – 36%. Действующий фонд добывающих скважин составил 177 ед., среднесуточный дебит по нефти 288 т/сут, по жидкости 332 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 46 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1140 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4829 тыс. т нефти, 10027 тыс. т нефти – ЭЦН.

За 2012 год добыто нефти и конденсата: 17941 тыс. т (проект), 18311 тыс. т (факт, отклонение +2,1 %), и жидкости 21017,8 тыс. т (проект), 23886,6 тыс. т (факт, отклонение +13,6%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 23428 тыс. м³, обводненность – 24,3%, компенсация – 45,2%. Действующий фонд добывающих скважин составил 237 ед. (из них: 196 нефтяных и 41 нагнетательная, находящаяся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 259,1 т/сут, по жидкости 342,4 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 69 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1125,6 м³/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4961 тыс. т нефти, 13113 тыс. т нефти – ЭЦН.

3.2 Состояние разработки объекта Нх-I

По состоянию на 01.01.2013 г. из нефтяного объекта Нх-I добыто 3107,7 (по проекту 3279) тыс. т нефти (отклонение -6,3%) и 3275,5 (по проекту 3429) тыс. т жидкости, что составляет 5,6% от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс. т. Накопленная закачка воды составила 1306,6 тыс. м³, компенсация отбора закачкой – 24,7%.

Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 1,5% (по проекту 2,9%). Пробуренный фонд скважин 17 ед. соответствует проектному (17 скважин). Средняя обводненность добывающих скважин составила 8,3%

(проект 1,3%). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 114 и 123,5 т/сут (проектные 107,5 и 108,9 т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-І добыли 54,2 тыс. т нефти, средний дебит нефти 362,1 т/сут, жидкости – 54,3 тыс. т при среднем дебите жидкости 363,1 т/сут, обводненность составила 0,2%. В действующем добывающем фонде 1 фонтанирующая скважина.

За 2010 г. из объекта Нх-І добыто 469,6 (по проекту 14,1) тыс. т нефти и 480,7 (по проекту 14,9) тыс. т жидкости, что составляет 3,7% от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 169,1 т/сут, жидкости – 173 т/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 17 скважин, из которых 1 – ФОН (скважина 120). Добыча нефти по ЭЦН – 357,6 тыс. т, по ФОН – 112 тыс. т.

За 2011 г. из объекта Нх-І добыто 1300 (по проекту 1408) тыс. т нефти и 1349,6 (по проекту 1420) тыс. т жидкости, что составляет 8,8% от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 153 т/сут, жидкости – 158,9 т/сут. Закачали воды 200,3 тыс. т, приемистость нагнетательной скважины составила 225,1 м³/сут. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 36 (4 скважины – ФОН, 32 скважины – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 208,4 тыс. т нефти, при ЭЦН – 1091,6 тыс. т нефти.

За 2012 г. из объекта Нх-І добыто 1283,9 (по проекту 1455) тыс. т нефти и 1390,9 (по проекту 1474) тыс. т жидкости, что составляет 7 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 114 т/сут, жидкости – 123,5 т/сут. Закачали воды 1086,3 тыс. м³, приемистость нагнетательной скважины составила 235,1 м³/сут. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 38 скважин (из них: 27 нефтяных и 11 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 17 скважин в нагнетании. Добыли при

фонтанном способе эксплуатации 250,1 тыс. т нефти (2 скважины), при ЭЦН – 1033,8 тыс. т нефти (36 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 228 атм (на 01.01.2011 г.) до 203 атм (на 01.01.2013 г.) при начальном – 258 атм.

На 01.01.2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 2,9 м³/сут/атм.

Распределение действующего фонда по дебитам, накопленной добыче и обводненности представлено в таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-І Звёздного месторождения на 01.01.2013 года

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	700, 702, 704, 706, 707, 709, 714, 718, 728, 734, 752, 816, 817, 820, 824, 833, 852	703, 723	724, 735	729
100 - 200	120, 708, 711, 712, 716, 722, 749, 800, 825, 836	701		
200-300	710, 726, 819			
>300	705			

Таблица 3.3 – Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Нх-І Звёздного месторождения на 01.01.2013 года

Накопленная добыча нефти, тыс. т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	70
<50	700, 702, 704, 707, 714, 716, 718, 722, 726, 728, 734, 749, 752, 816, 817, 819, 820, 825	723	724, 735	29
50-100	708, 709, 712, 800, 833, 852	701, 703		
>100	120, 705, 706, 710, 711, 824, 836			

4 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Исходя из физико-химических свойств нефти и геолого-физических условий ее залегания, приведенных в разделе 2 данной работы, основными осложняющими факторами механизированного способа добычи являются высокий газовый фактор и неоднородность его распределения по залежи, высокое давление насыщения, возможность выпадения АСПО и газогидратов.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- 1) Соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- 2) Соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям месторождения и условиям конкретной скважины;
- 3) Соответствие требованиям к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Выбранный способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

4.1 Выбор рационального способа эксплуатации скважин

Предельно допустимая депрессия по скважинам определяется минимальным забойным давлением, которое в свою очередь зависит от следующих условий:

- 1) Смятие эксплуатационной колонны под действием избыточного давления;
- 2) Разрушение коллектора в призабойной зоне скважины, сопровождающееся интенсивным выносом частиц породы;
- 3) Образование конуса водоносности с последующим прорывом воды и резким обводнением скважины;
- 4) Прорывы газа.

Для добывающих скважин Звёздного месторождения, одним из определяющих условий для расчета минимального забойного давления

является условие на смятие эксплуатационной колонны под действием избыточного наружного давления.

В связи с отсутствием детального исследования керна, которое позволило бы судить о действии избыточного наружного давления на сохранение целостности коллектора под действием градиента давления в ПЗП, минимально допустимое забойное давление принято на тридцать процентов ниже давления насыщения. Такое снижение не создает условий разгазирования нефти в пласте, а только в призабойной зоне скважины, что не приводит к значительному ухудшению процесса вытеснения нефти водой и значительному уменьшению коэффициента продуктивности скважин. Выполнение условия целостности ПЗП при минимально допустимом забойном давлении необходимо для предотвращения выноса механических примесей, которые оказывают негативное воздействие на работу скважинного оборудования.

Минимально допустимое забойное давление и предельная депрессия на пласт приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Условие целостности ПЗП

Параметр	Як II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Минимальное забойное давление, МПа	8,127	13,265	15,008
Предельная депрессия на пласт, МПа	7,673	12,865	12,032
Предельное снижение уровня жидкости в скважине (при $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$), м	841,6	1227,8	1210,1

Возможность эксплуатации скважины в режиме фонтанирования за счет энергии расширяющегося попутного газа показывает технический анализ. При этом выполняется условие, необходимое для фонтанирования.

Проведенные расчеты показали возможность фонтанирования скважин на всех объектах разработки. Результаты расчетов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Условия фонтанирования скважин

Параметр	Як II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Проектное забойное давление, МПа	8,127	13,265	15,008
Проектная депрессия на пласт, МПа	7,673	12,865	12,032
Проектное снижение уровня жидкости в скважине (при $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$), м	841,6	1227,8	1210,1
Минимальное забойное давление при фонтанировании, МПа	13,4	12,6	13,2
Коэффициент растворимости газа в нефти, α , м ³ /(т·МПа)	3,2	5,98	5,9
Эффективно действующий газовый фактор, $G_{\text{эффект}}$, м ³ /т	14,18	83,34	90,76
Удельный расход газа, $R_{\text{треб}}$, м ³ /т	14,1	71,78	63,44
Средняя плотность нефти в НКТ, $\bar{\rho}_n$, кг/м ³	876	762,5	785,5
Предельный уровень обводненности для фонтанирования, %	55,6	56,7	63,2
Критический уровень обводненности, при котором забойное давление превышает проектное значение, %	-	57,2	70

Наиболее целесообразным для конкретных условий работы скважин является использование электроцентробежных насосов (ЭЦН). Обширный опыт их эксплуатации в северных регионах России показывает, что ЭЦН эффективно работают с подачей жидкости от 20 м³/сут, поэтому ЭЦН соответствующих типоразмеров обеспечит эффективную эксплуатацию скважин во всем диапазоне дебитов, характерных для Звёздного месторождения.

Несмотря на всю очевидность выбора ЭЦН в качестве предпочтительного способа механизированной добычи, в данном разделе при обосновании наиболее рационального способа подъема жидкости применительно к условиям Звёздного месторождения рассмотрен также ряд других механизированных способов эксплуатации скважин.

В таблице 4.3 приводится краткая сравнительная характеристика технических достоинств и недостатков различных способов механизированного подъема жидкости.

Таблица 4.3 – Преимущества и недостатки различных способов механизированной эксплуатации скважин применительно к условиям Звёздного месторождения

	Преимущества	Недостатки
ЭЦН	<ol style="list-style-type: none"> 1) Возможность подъема большого объема жидкости, используя двигатели до 1000 кВт; 2) Доступность проведения телеметрии; 3) Использование в глубоких и наклонно-направленных скважинах; 4) Возможно проведение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями; 5) Эргономичная установка на устье 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Не подходит для использования в неглубоких, малодебитных скважинах; 2) Требуется полный комплекс спуско-подъемных работ при смене насоса; 3) Риск повреждения кабеля при установке на НКТ; 4) Износ кабеля при высоких температурах; 5) Нарушение работоспособности при наличии газа и мех. примесей
Газлифт	<ol style="list-style-type: none"> 1) Устойчивость к мех. примесям; 2) Максимально широкий диапазон применимости, возможность гибкого регулирования дебита/депрессии; 3) Несложное тех. обслуживание с применением канатной техники; 4) Использование в глубоких и наклонно-направленных скважинах; 5) Применим в скважинах с высоким уровнем газового фактора; 6) Эргономичная установка на устье/использование удаленного источника энергии 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Перебои в работе при отсутствии подготовленного газа для лифта; 2) Не применим для высоковязких пластовых жидкостей или эмульсий; 3) Вероятность сжижения газа/гидратов при низких температурах; 4) Дорогостоящее наземное оборудование; 5) Относительно высокие энергозатраты на подъем жидкости; 6) Повышенные требования к конструкции скважины при использовании газа
ШГН	<ol style="list-style-type: none"> 1) Простота оборудования 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Ограничения на степень кривизны и отклонения ствола скважины от вертикали, повышенный износ штанг и эксплуатационных колонн в искривленных скважинах; 2) Ограниченная по дебитам область применения; 3) Практически невозможен спуск приборов и инструментов ниже насоса; 4) Негативное влияние газа на приеме насоса
ЭВН	<ol style="list-style-type: none"> 1) Наибольшие преимущества при откачке высоковязких нефтей; 2) Относительно малая чувствительность к газу; 3) Выпускаются в России 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Ограничения по содержанию механических примесей в продукции

Исходя из информации, представленной в таблице 4.3, отсутствие на Звёздном месторождении (или вблизи него) источника свободного газа высокого давления в сочетании с ограниченными возможностями последующей утилизации газа делает малопривлекательным использование газлифтного способа эксплуатации из списка практически применимых на данном месторождении.

Основным препятствием к использованию штанговых насосов (ШГНУ) на месторождении является искривленная конфигурация стволов большинства скважин, которая способствует повышенному износу штанг и эксплуатационных колонн. Для высокопроницаемых пластов Як II-VII и Нх-III-IV, применение ШГНУ нецелесообразно ввиду ожидаемых высоких дебитов, диапазон которых не перекрывает область применимости штанговых насосов. Для Нх-I пласта данный способ эксплуатации не рекомендуется из-за соображений унификации базы насосного оборудования (рабочий диапазон ЭЦН практически полностью перекрывает область применимости штанговых насосов).

На рассматриваемом месторождении имеется возможность подобрать ряд скважин, режим работы которых позволяет использовать для механизированной добычи винтовые (ЭВН), диафрагменные (ЭДН) или гидравлические насосы (ГПНУ, СНУ). Однако, существенное техническое преимущество винтовых насосов, заключающееся в их способности откачивать высоковязкую нефть, на данном месторождении не может быть реализовано (нефть пластов Нх не является высоковязкой). Кроме того, винтовые насосы однозначно неприменимы на скважинах с повышенным содержанием механических примесей в потоке жидкости.

Диафрагменные насосы, напротив, весьма привлекательны в условиях повышенного содержания в откачиваемой продукции механических примесей, однако диапазон производительности ЭДН не обеспечивает проектный уровень добычи на Звёздном месторождении. Перечисленные в таблице 4.3 недостатки гидравлических насосов делают применение

гидропоршневых (ГПНУ) и струйных насосов (СНУ) на Звёздном месторождении малопривлекательным.

Выполненный анализ приводит к выводу о том, что с учетом имеющихся технико-экономических ограничений на рассматриваемом месторождении практически применимыми являются следующие механизированные способы эксплуатации скважин:

- 1) с применением электроцентробежных насосов (УЭЦН);
- 2) с применением плунжер-лифта или непрерывно-дискретного газлифта;
- 3) с применением винтовых насосов (ЭВН).

4.2 Выбор конструкции лифта

При выборе внутрискважинного оборудования, в частности, диаметра НКТ, следует учитывать, что потери давления в лифтовой колонне увеличиваются при большом газовом факторе и высоком дебите (крутой наклон кривых противодействия в координатах «давление-дебит»). Расчет колонн НКТ следует проводить согласно РД 39-1-306-79 «Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб». Для скважин с дебитом более 200 м³/сут рекомендуется использование НКТ 89 мм. С другой стороны, для большинства скважин Звёздного месторождения с прогнозируемым низким начальным дебитом (пласт Нх-I), либо характеризующихся резким падением добычи с ростом обводненности, следует использовать НКТ меньшего диаметра (60-73 мм). В этом случае проектный уровень добычи может быть достигнут даже при сочетании высокой обводненности с высоким газовым фактором. Соответственно, в зависимости от производительности скважин рекомендуется использование следующих НКТ: до 50 м³/сут – 60 мм; 50-200 м³/сут – 73 мм; более 200 м³/сут – 89-114 мм.

4.3 Применение УЭЦН

Основным критерием при выборе типоразмера УЭЦН является ожидаемый дебит скважины при проектном значении забойного давления. Ожидаемый уровень отборов по скважинам Яковлевского объекта разработки

при принятом рабочем значении забойного давления лежит в диапазоне от 200 до 1500 м³/сут по жидкости. Ожидаемый уровень отборов по скважинам Nх-I пласта лежит в диапазоне от 100 до 400 м³/сут по жидкости.

При выборе глубины спуска ЭЦН критическим параметром является процентное содержание свободного газа на приеме насоса. Исходя из него определяется минимальная глубина спуска ЭЦН. Согласно заявленных производителями технических характеристик отечественных погружных электроцентробежных насосов, величина содержания свободного газа на приеме насоса, с учетом наличия установленного газосепаратора, не должна превышать 55% от объема потока жидкости. В то время как для зарубежных производителей величина содержания свободного газа в процентах от объема прокачиваемой жидкости может достигать 80% и в ряде случаев выше. Это достигается более высоким коэффициентом сепарации газа. Так же, более высокое содержание свободного газа на приеме насоса может быть достигнуто при применении новейших разработок компании Schlumberger, к числу которых можно отнести преобразователь структуры многофазного потока (Advance Gas Handler) на приеме насоса, после прохождения которого имеющийся в потоке свободный газ в меньшей степени препятствует работе насоса и не приводит к срыву подачи. Преобразователь структуры потока на приеме насоса позволяет пропускать через насос до 40-45% свободного газа. Кроме того, преобразователь может быть использован в сочетании со стандартным газосепаратором. Это позволяет установкам компании Schlumberger работать в условиях наличия большого количества свободного газа в стабильном режиме, в результате чего достигаются меньшие давления на приеме насосов.

На основании приведенного ниже графика зависимости объемного газосодержания от величины давления на приеме насоса была определена минимальная глубина спуска, при которой содержание свободного газа на приеме насоса составляет 55%.

Следует подчеркнуть, что относительно большая доступность запасных частей, наличие ремонтной базы и обученного персонала при прочих равных условиях делают ремонт и восстановление изношенных или вышедших из строя ЭЦН гораздо более простой задачей по сравнению с ремонтом прочих видов насосов.

На основании вышесказанного применение ЭЦН рекомендуется в качестве основного способа эксплуатации скважин Звёздного месторождения.

Предельная глубина спуска насоса и предельный динамический уровень по пласту Нх-І Звёздного месторождения приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Предельная глубина спуска насоса и предельный динамический уровень, пласт Нх-І

Давление на приеме насоса, МПа	Средняя плотность смеси, кг/м ³	Предельная глубина спуска насоса, м	Предельный динамический уровень, м
3,70	702	1170	615
3,47	732	1227	673
3,21	762	1280	726
2,93	791	1329	775
2,61	821	1375	820
2,28	851	1417	862
1,92	881	1241	956
1,60	911	1285	100
1,29	940	1326	1041
0,99	970	1364	1080

Максимальная глубина спуска УЭЦН зависит от ряда факторов, к которым можно отнести требования, предъявляемые к конструкции скважины в интервале установки насоса, набор кривизны которой не должен превышать 2 градусов на 10 м. Максимальная величина зенитного угла в интервале установки насоса не должна превышать 60 градусов.

Для реализации проектных решений и достижения дебитов по скважинам рекомендуется использовать следующие типоразмеры электроцентробежных насосов:

- 1) Насосы отечественного производства АЛНАС типа УЭЦН 5А-125, УЭЦН 5А-160, УЭЦН 5А-200, УЭЦН 5А-250, УЭЦН 5А-400 с напором от 1000 до 1500 м в зависимости от глубины спуска, с установленным газосепаратором на приеме. Для менее продуктивных скважин следует рекомендовать насосы типа УЭЦН 5А-18, УЭЦН 5А-45, УЭЦН 5А-30, УЭЦН 5А-60, УЭЦН 5А-80;
- 2) Насосы импортного производства (компании Reda) DN-3000, DN-4000, GN-4000, GN-5200, HN-10000, HN-13000, количество ступеней выбирается в зависимости от глубины спуска насоса и фактических условий работы скважины (газовый фактор). Насосы могут быть так же укомплектованы газосепаратором и деструктором потока;
- 3) Насосы с дебитом свыше 500 м³/сут рекомендуется оснащать частотными преобразователями для плавного запуска, благодаря чему предотвращается слом вала в условиях высокой вязкости нефти Яковлевского горизонта.

Насосы спускаются на насосно-компрессорных трубах (ГОСТ 633-80) условным диаметром 73, 89, 114 мм. Расчет колонн НКТ проводится согласно РД 39-1-306-79.

4.4 Одновременно-раздельная эксплуатация пластов

Проектом предусмотрена одновременно-раздельная эксплуатация Нижнехетских пластов (Нх-III-IV и Нх-I), а также раздельная закачка воды в каждый из этих пластов. В нагнетательных скважинах, вскрывающих более одного продуктивного пласта, проектом предусмотрено использование специального внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной закачки. Неизбежная необходимость механизации добычи, выбор использования УЭЦН в качестве основного способа эксплуатации скважин и возможность установки газлифта для эксплуатации продуктивного пласта Нх-I существенно усложнили инструментальный контроль профилей притока по фонду добывающих скважин.

При одновременно-раздельной эксплуатации и закачке воды в несколько пластов выбор конструкции и компоновок внутрискважинного оборудования

для нагнетательных скважин определяется следующими техническими требованиями:

- 1) Защита эксплуатационной колонны от высокого давления и от контакта с коррозионно-активной водой;
- 2) Использование НКТ в качестве единственного канала для доставки закачиваемой воды на забой скважины;
- 3) Возможность независимого регулирования и инструментального контроля добытой нефти и расходов воды для закачивания в каждый из продуктивных пластов.

Технология одновременно-раздельной эксплуатации и закачки подразумевает поочередную посекционную установку в добывающих и нагнетательных скважинах специальной компоновки подземного оборудования. Каждая из секций устанавливается напротив одного из продуктивных пластов и в базовом варианте включает:

- 1) Пакер;
- 2) Одну или две скважинные камеры (оправки) с эксцентричным расположением кармана для установки клапанов;
- 3) Клапаны;
- 4) Телескопический элемент и разъединитель колонны.

Каждый последующий вышерасположенный пакер изолирует очередной целевой пласт от вышележащих продуктивных интервалов. Пакер, устанавливаемый над интервалом перфорации самого верхнего продуктивного пласта, защищает эксплуатационную колонну от повышенного давления и прямого контакта с закачиваемой по НКТ водой.

Количество секций в данной компоновке соответствует общему количеству отдельных целевых продуктивных пластов.

Для таких многопакерных компоновок технологический процесс монтажа не ограничивает количество устанавливаемых секций, хотя очевидно, что увеличение в скважине количества подземного оборудования несколько

увеличивает риск отказов последних и усложняет проведение ремонтных работ в скважине.

В горизонтальных участках добывающих скважин разделение продуктивных интервалов осуществляется при помощи пакеров эластомерного типа. Также, в случае прорыва воды или газа, для полного запираения перфорационного интервала промышленного пласта Нх-III-IV, конструкция скважины предусматривает установку выдвижных гильз (sliding sleeve), каждая из которых снабжена двигателем и питается от батареи.

Вышеописанная компоновка подземного оборудования за счет соответствующей настройки и, в случае необходимости, смены клапанов позволяет регулировать процесс добычи нефти и закачки воды и газа, обеспечивая при этом беспрепятственный доступ приборов для ПГИ на забой скважины и возможность контроля для каждого из продуктивных пластов.

5 МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ВМЕСТО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ

5.1 Актуальность метода

Актуальность разработки горизонтальными многозабойными скважинами заключается в применении его в слагающих продуктивный пласт породах с высокой неоднородностью, низкими ФЕС.

В настоящее время во всем мире происходит ухудшение структуры запасов углеводородов, в основных регионах нефтедобычи постоянно растет доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Вместе с тем технологический прогресс, динамичное развитие науки и технологий открывают возможности освоения новых категорий ресурсов. Уже ведется масштабная разработка низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов, в которых содержится основная доля трудноизвлекаемых мировых запасов нефти. Российские нефтегазовые компании также уделяют большое внимание проблеме ухудшения качества структуры запасов углеводородов, перспективам выявления и освоения нетрадиционных ресурсов. Комплексное решение данных задач становится жизненно необходимым для страны в целом.

Многозабойная горизонтальная скважина – скважина, состоящая из основного горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного пласта пробурен один или несколько боковых стволов (рисунок 5.1).

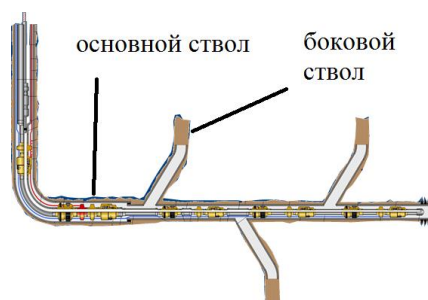


Рисунок 5.1 – Многозабойная горизонтальная скважина

5.2 Базовый вариант разработки пласта Нх-1

На Звёздном нефтегазовом месторождении низкими ФЕС характеризуется пласт Нх-1. Предлагаемый метод разработки рассмотрен относительно этого пласта.

Фактическая добыча нефти по пласту Нх-1 характеризуется отставанием от проектных значений: за 2012 г. добыто 1,3 млн. т нефти при проекте 1,5, накопленная добыча – 3,1, при проекте 3,4 млн. тонн.

По пласту Нх-1 отмечается снижение пластового давления и давления на забое ниже проектных значений (рисунок 5.2) по причине низких фильтрационных свойств залежи и интенсивного снижения пластового давления в зоне отбора [2].

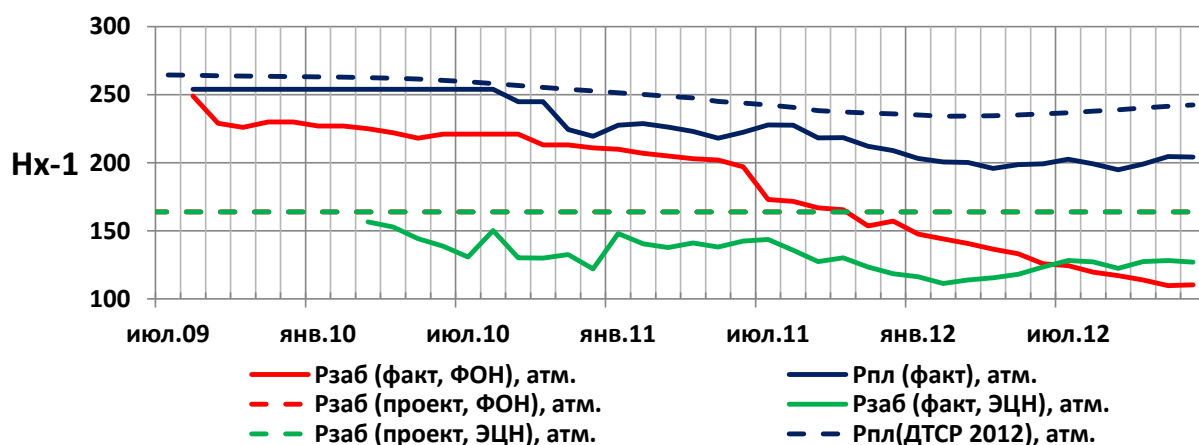


Рисунок 5.2 – Изменение давления $P_{пл}$ и $P_{заб}$

Базовый вариант разработки характеризуется не достижением утвержденного значения КИН, поэтому была проведена работа по выбору нового варианта разработки.

Пласт Нх-1 разрабатывается горизонтальными скважинами (добывающие, нагнетательные). Базовый вариант предполагает бурение большего количества горизонтальных скважин, чтобы достичь проектного значения КИН.

Вариант разработки пласта Нх-1 многозабойными горизонтальными скважинами позволит сократить количество необходимых пробуренных

горизонтальных скважин, следствием будет не только достижение необходимого КИН, но и повышение экономической эффективности.

5.3 Критерии выбора местоположения скважины-кандидата

Основным критерием выбора местоположения скважины-кандидата при бурении является количественная оценка запасов углеводородного сырья. Подсчет запасов углеводородов наиболее часто используется объемным методом, поэтому нужно точно знать входные параметры, участвующие в расчете. В данном случае необходимо применить анализ чувствительности и выделить параметры, наиболее сильно влияющие на величину запасов углеводородов, с использованием метода Монте-Карло и построением «торнадо-плот». После определения основных параметров нужно выяснить, на каких участках месторождения происходит их наибольшее изменение, т.е. определить зоны с наибольшими рисками и неопределенностями. Для этого используется многовариантное геологическое моделирование с изменением диапазона параметров, определенных по анализу чувствительности. Далее строятся карты среднего квадратичного отклонения и определяются зоны для бурения скважин. Зоны наибольшего риска для бурения скважин соответствуют максимальным средним квадратичным отклонениям. Поэтому для выбора местоположения скважин-кандидатов необходимо сопоставление карт средних квадратичных отклонений и нефтенасыщенных толщин. Зоны с наименьшим средним квадратичным отклонением и наибольшими толщинами будут наиболее благоприятными для бурения.

5.4 Расчёт притока флюида к многозабойной горизонтальной скважине

На практике эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин могут быть использованы различные методики для расчета производительности. Существуют различные математические модели для расчета притока флюида к скважине, учитывающие форму площади дренирования скважины: методы Борисова, Жижье, Джоши, Ренарда и Дупье. Для определения дебита горизонтальной скважины без учёта потерь давления

на трение используется модель Джоши – Экономидеса для установившегося притока (5.1), т.к. она учитывает коэффициент анизотропии проницаемости [3].

Модель Джоши – Экономидеса для установившегося притока [4]:

$$Q = \frac{k_h \cdot h \cdot (p_e - p_{wf})}{141,2 \cdot B \cdot \mu \left\{ \ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right] + \frac{\beta \cdot h}{L} \cdot \ln \left[\frac{\beta \cdot h}{r_w \cdot (\beta + 1)} \right] + S \right\}}; \quad (5.1)$$

где k_h – горизонтальная проницаемость;

h – нефтенасыщенная толщина пласта;

p_e – постоянное давление на внешней границе пласта;

p_{wf} – давление на забое в горизонтальной секции скважины;

B – объёмный коэффициент нефти;

μ – динамическая вязкость нефти;

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot r_e}{L}\right)^4}} - \text{половина длины основной оси эллипса}$$

(площади дренирования скважины);

L – длина горизонтальной секции скважины;

β – коэффициент анизотропии проницаемости;

r_w – радиус скважины;

r_e – радиус кругового контура питания;

S – скин-фактор.

Проведём сравнение дебитов горизонтальных скважин и горизонтальных многозабойных скважин в условиях пласта Нх-І Звёздного месторождения. Используется модель Джоши – Экономидеса для установившегося притока (5.1), а также исходные параметры пласта Нх-І Звёздного месторождения из таблицы 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчёта

Параметр/№ скважины	1	2	3
Пласт	Нх-І		
Длина горизонтальной секции, м	1000		
Радиус кругового контура питания, м	1500		
Радиус скважины, м	0,0786		
Нефтенасыщенная толщина, м	6,3		
Горизонтальная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	20		
Пластовое давление, МПа	15	17	18
Давление на забое, МПа	10		
Динамическая вязкость, мПа·с	0,7		
Коэффициент анизотропии проницаемости	4,5		
Объёмный коэффициент, м ³ /м ³	1,42		
Скин-фактор	0		

Многозабойная горизонтальная скважина представляет из себя основной ствол $L_0 = 1000$ м с дополнительными боковыми стволами через каждые 100 м длиной по 200 м (L_1, L_2, L_3, L_4, L_5). $L = L_0 + L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 = 2000$ м.

Проведем теоретический расчет по модели Джоши – Экономидеса для установившегося притока (5.1) для трех горизонтальных скважин и для трёх многозабойных горизонтальных скважин с 5-ю боковыми стволами, которые могли бы быть пробурены вместо данных горизонтальных. Найдем массовые дебиты без учета потерь давления на трение (значение плотности нефти примем из таблицы 2.6).

Результаты расчёта представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Сравнение дебитов горизонтальных и многозабойных горизонтальных скважин

Дебит горизонтальной скважины, т/сут	Дебит МЗС, т/сут	Прирост дебита, т/сут
177,8	291,8	114
213	349,7	136,7
284,5	466,9	182,4

Из приведенной выше таблицы видно, что дебиты МЗС гораздо выше дебитов ГС. В частности, средний дебит многозабойной скважины с 5-ю боковыми стволами больше среднего дебита одноствольной горизонтальной в

1,6 раз, что говорит об эффективности применения многозабойных горизонтальных скважин.

На данный момент в области многозабойной технологии бурения актуальны следующие темы:

- оценка геолого-физических критериев для многозабойного бурения и его перспективы на разрабатываемых и новых месторождениях;
- определение оптимальной эффективную длины и диаметра стволов, расстояние между ними, в зависимости от определенных геологических условий при реализации многозабойного бурения;
- программа расчета и выбора технологических показателей для многозабойного бурения скважин.

Критерии эффективности многозабойного бурения зависят от геологических и физических параметров объектов и состоянием их разработки: типом залежей, плотностью запасов нефти, эффективными нефтяными толщинами, продуктивностью скважин и т.д. Увеличение числа и длин эффективной части горизонтальных стволов приводит к росту продуктивности и дебита скважин. Существующая статистика бурения горизонтальных стволов позволяет сделать вывод, что оптимальная эффективная длина горизонтального ствола, исходя из условий получения максимального дебита, определяется от 200 до 300 м. Конструкция многозабойной горизонтальной скважины увеличивает площадь дренирования и вероятность нахождения участков с хорошими коллекторскими свойствами. Технологии многозабойного бурения позволят значительно снизить себестоимость добываемой нефти из горизонтальных стволов, значительно повысить экономическую и технологическую эффективность разработки [5].

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Техничко-экономические показатели производства

Техничко-экономические показатели производства представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Техничко-экономические показатели производства

№	Наименование показателя	Ед. изм.	2010 факт	2011 факт	2012 факт	2013 факт	2014 план	2015 план	2016 план
1	Добыча нефти и конденсата	тыс. т.	12700	15002	18310	21432	22000	22000	21000
2	Добыча газа	млн. м ³	3259	4380	5552	6812	7751	8873	8870
3	Освоение капитальных вложений	млн. руб.	82039	87864	106625	95442	84721	44955	29368
4	Эксплуатационные затраты на добычу нефти	млн. руб.	5407	8022	11682	13651	14779	18158	19649
5	Эксплуатационные затраты на 1 тонну добытой нефти	руб./т	427	537	640	638	759	827	938
6	Эксплуатационные затраты на добычу газа	млн. руб.	5,9	7,3	3,1	0,3	1080	1972	2097
7	Эксплуатационные затраты на 1 тыс. м ³ добытого газа	руб./тыс. м ³	44,9	63,7	37,8	27,9	385,3	350,9	373,2
8	Коэффициент частоты несчастных случаев	доли единиц	0,96	-	-	-	-	-	-
9	Среднесписочная численность работников	чел.	2190	2458	2870	3046	3500	3610	3580

6.2 Методика расчёта экономической эффективности многозабойной горизонтальной скважины

Теория расчёта показателей инвестиционного проекта:

1. Доход от продаж или выручка от реализации дополнительного объема продукции:

$$B = Q \cdot C_T; \quad (6.1)$$

где Q – объём нефти;

C_T – цена одной тонны нефти.

2. Эксплуатационные затраты:

$$\mathcal{E}_3 = I + AO; \quad (6.2)$$

где I – издержки;

AO – амортизационные отчисления.

3. Затраты:

$$Z = K + \mathcal{E}_3; \quad (6.3)$$

где K – капитальные вложения.

4. Прибыль:

$$P = B - Z. \quad (6.4)$$

5. Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = P - \text{НВ}; \quad (6.5)$$

где НВ – налоговые выплаты.

6. Поток наличности:

$$\text{ПН} = \text{ЧП} + AO. \quad (6.6)$$

7. Чистый поток наличности:

$$\text{ЧПН} = \text{ПН} - K. \quad (6.7)$$

8. Чистый дисконтированный доход (ЧДД):

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{\text{ЧПН}_t}{(1+E)^t} = - \sum_t \frac{K_t}{(1+E)^t} + \sum_t \frac{B_t - I_t - H_t}{(1+E)^t}; \quad (6.8)$$

где E – ставка дисконтирования.

6.3 Расчёт экономической эффективности многозабойной горизонтальной скважины

Исходные данные для расчёта экономического эффекта от применения многозабойных горизонтальных скважин, включая ставки налогов и платежи [6], приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Исходные данные для расчёта экономического эффекта от применения многозабойных горизонтальных скважин

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Глубина залегания пласта Нх-1	м	4000
Отсыпка кустовой площадки	млн. руб./куст	63,9
Обустройство кустов	млн. руб./скв.	13,7
Оборудование для скважин	млн. руб./скв.	16,5
в т.ч. УЭЦН	млн. руб.	11,7
Стоимость строительства скважины		
добывающей и нагнетательной	тыс. руб./м	70,6
газовой наклонно-направленной	тыс. руб./м	56,6
Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти	долл./т	45,0
Экспортная пошлина	руб./т	4074,5
Эксплуатационные затраты		
вспомогательные материалы	руб./т	26,8
энергетические затраты	руб./т	48,1
коммерческие затраты на перекачку нефти	руб./т	232,5
заработная плата, основная и дополнительная	тыс. руб./скв.	1687,4
топливо	руб./т	8,3
капитальный ремонт добывающих скважин	тыс. руб./скв.	4487,8
Цена реализации		
нефти и газового конденсата на внешнем рынке	долл./барр.	55
газа природного (с НДС)	руб./тыс. м ³	1734,0
газа попутного (с НДС)	руб./тыс. м ³	1734,0
Курс доллара	руб./долл.	60,0
Доля нефти на экспорт	%	100
Налоги и платежи		
НДС	%	18,0
налог на прибыль	%	20,0
налог на добычу нефти	руб./т	1566,8
налог на добычу природного газа	руб./тыс. м ³	147,0
налог на имущество	%	2,2
единый социальный налог и страхование от несчастных случаев	%	26,5

1. Доход от продаж или выручка от реализации дополнительного объема продукции, млн. руб.:
 - 1) Одноствольная скважина: $V = Q_{\text{нак}} \cdot Ц_T = 64970 \cdot 24500 = 1591$;
 - 2) Многоствольная скважина: $V = Q_{\text{нак}} \cdot Ц_T = 105850 \cdot 24500 = 2593$.
2. Эксплуатационные затраты, млн. руб.:
 - 1) Одноствольная скважина: $\mathcal{E}_3 = И + АО = 19,927 + 16,533 = 36,5$;
 - 2) Многоствольная скважина: $\mathcal{E}_3 = И + АО = 27,265 + 19,228 = 46,5$.
3. Затраты, млн. руб.:
 - 1) Одноствольная скважина: $З = К + \mathcal{E}_3 = 305,34 + 36,46 = 341,8$;
 - 2) Многоствольная скважина: $З = К + \mathcal{E}_3 = 378,04 + 46,49 = 424,5$.
4. Прибыль, млн. руб.:
 - 1) Одноствольная скважина: $П = В - З = 1591,8 - 341,8 = 1250$;
 - 2) Многоствольная скважина: $П = В - З = 2593,325 - 424,533 = 2169$.
5. Чистая прибыль, млн. руб.:
 - 1) Одноствольная скважина: $ЧП = П - НВ = 1250 - 440 = 810$;
 - 2) Многоствольная скважина: $ЧП = П - НВ = 2168,8 - 716,9 = 1451,9$.
6. Поток наличности:
 - 1) Одноствольная скважина: $ПН = ЧП + АО = 810 + 16,5 = 826,5$;
 - 2) Многоствольная скважина: $ПН = ЧП + АО = 1451,9 + 19,2 = 1471,1$.
7. Чистый поток наличности, млн. руб.:
 - 1) Одноствольная скважина: $ЧПН = ПН - К = 826,5 - 305,3 = 521,2$;
 - 2) Многоствольная скважина: $ЧПН = ПН - К = 1471,1 - 378 = 1093,1$.
8. Чистый дисконтированный доход, млн. руб.:
 - 1) Одноствольная скважина: $ЧДД = \sum_{t=0}^T \frac{ЧПН_t}{(1+E)^t} = \frac{521,2}{1+0,25} = 416,9$;
 - 2) Многоствольная скважина: $ЧДД = \sum_{t=0}^T \frac{ЧПН_t}{(1+E)^t} = \frac{1093,1}{1+0,25} = 874,4$.

Данный расчёт аналогично вышеприведённому выполнен также ещё для двух случаев.

6.4 Результаты расчёта экономических показателей

Результаты расчёта экономических показателей для трёх случаев представлены в таблице 6.3 и на рисунке 6.1.

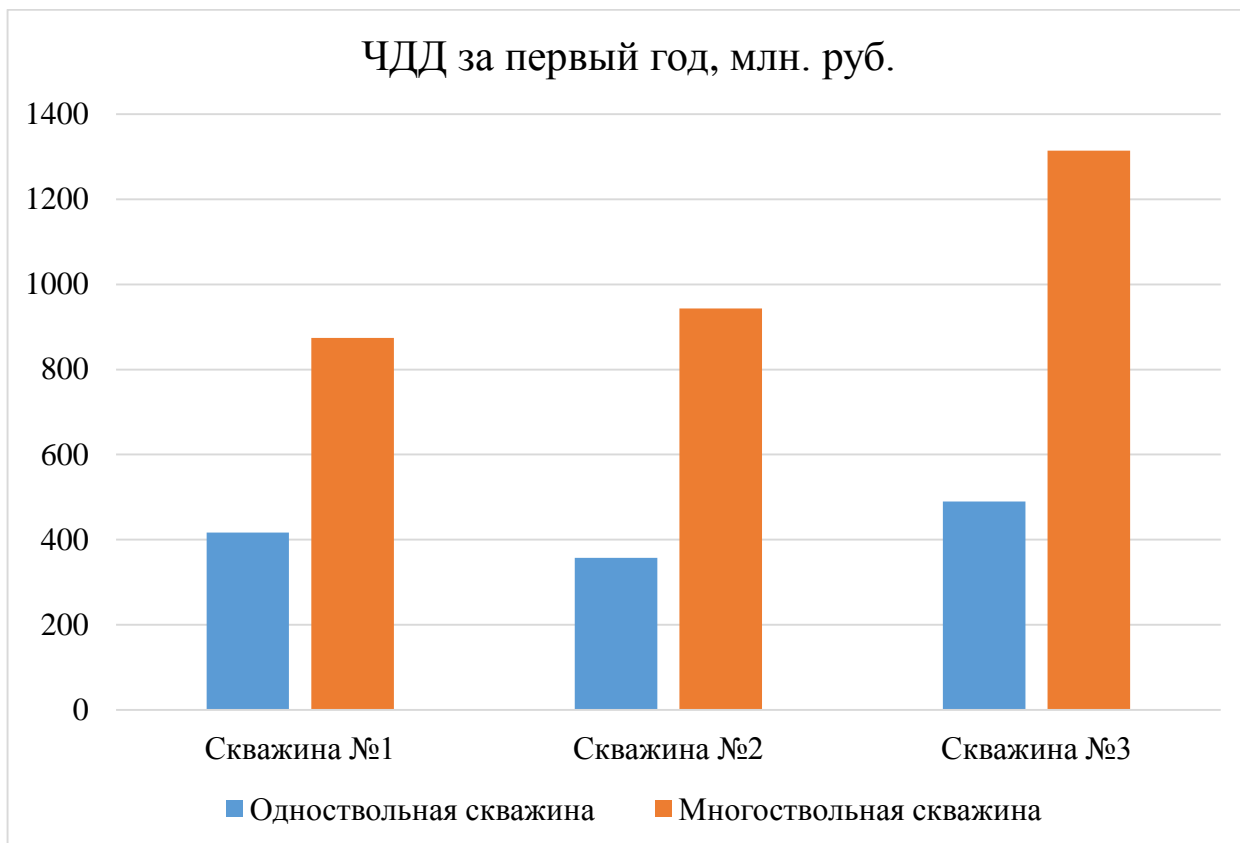


Рисунок 6.1 – Сравнение чистого дисконтированного дохода для горизонтальной и многозабойной горизонтальной скважины за первый год работы

Вывод: чистый дисконтированный доход многозабойной горизонтальной скважины значительно превысил чистый дисконтированный доход горизонтальной. Экономический эффект был достигнут за счёт увеличения притока, повышения коэффициента охвата, обеспечения равномерного дренирования и, в конечном счёте, обеспечения рентабельности разработки нефтегазоконденсатного месторождения. Предлагаемая оптимизация имеет положительный экономический эффект и рекомендуется для применения на Звёздном месторождении для пласта Нх-1.

Таблица 6.3 – Результаты расчёта экономических показателей

Скважина	ГС №1	МЗС №1	ГС №2	МЗС №2	ГС №3	МЗС №3
Кол-во лет	1 год					
Дебит, т/сут	178	290	213	349	284	466
Годовая добыча нефти, т	64970	105850	77745	127385	103660	170090
Цена нефти, руб./т	24500					
Выручка, млн. руб.	1591,765	2593,33	1904,75	3120,93	2539,67	4167,21
Капитальные вложения, млн. руб.	305,34	378,04	450,74	523,44	596,14	668,84
Издержки, млн. руб.	19,927	27,265	30,124	32,255	33,222	34,987
Амортизация, млн. руб.	16,533	19,228	22,789	23,147	24,369	25,896
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	36,46	46,493	52,913	55,402	57,591	60,883
Затраты, млн. руб.	341,8	424,533	503,653	578,842	653,731	729,723
Прибыль, млн. руб.	1249,965	2168,79	1401,1	2542,09	1885,94	3437,48
Налоговые выплаты, млн. руб.	440,0418	716,922	526,567	862,779	702,089	1152,02
Чистая прибыль, млн. руб.	809,9232	1451,87	874,533	1679,31	1183,85	2285,46
Поток наличности, млн. руб.	826,4562	1471,1	897,322	1702,46	1208,22	2311,36
Чистый поток наличности, млн. руб.	521,1162	1093,06	446,582	1179,02	612,079	1642,52
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	416,893	874,446	357,265	943,215	489,663	1314,01

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основным объектом исследования данной работы является метод повышения эффективности разработки путём использования многозабойных горизонтальных скважин. Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, в частности Звёздное нефтегазовое месторождение Красноярского края. Использование многозабойных скважин (МЗС) позволяет снизить общее количество добывающих скважин, уменьшить депрессии, продлить период безводной эксплуатации, а также эффективно извлекать в промышленных масштабах запасы, ранее считавшиеся не извлекаемыми, значительно увеличить эффективность практически всех методов воздействия на пласт.

7.1 Производственная безопасность

При разработке и эксплуатации месторождения многозабойными горизонтальными скважинами возникают различные вредные и опасные факторы. Данные факторы представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [7])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Монтаж и демонтаж нефтепромыслового оборудования; 2) Обслуживание скважин с погружными электронасосами; 3) Обслуживание промысловых объектов, связанных с добычей нефти и газа	1) Повышенная запылённость воздуха рабочей зоны; 2) Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе; 3) Повышенный уровень шума на рабочем месте; 4) Повышенный уровень вибрации; 5) Недостаточная освещённость рабочей зоны; 6) Токсическое воздействие нефти и её паров; 7) Психофизиологические перегрузки	1) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2) Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования; 3) Электробезопасность; 4) Пожаробезопасность	1) ГОСТ 12.1.005-88; [8] 2) МР 2.2.7.2129-06; [9] 3) СН 2.2.4/2.1.8.562-96; [10] 4) ГОСТ 12.1.012-90; [11] 5) СНиП 23-05-95; [12] 6) ГОСТ 12.1.007-76; [13] 7) ГОСТ 12.2.003-91; [16] 8) ГОСТ 12.1.038-82 [18]

7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов

К вредным факторам при разработке и эксплуатации месторождения многозабойными горизонтальными скважинами относятся:

Повышенная запылённость воздуха рабочей зоны

Повышенная запылённость возникает в результате монтажа и демонтажа нефтепромыслового оборудования.

По своей природе данный вредный фактор является физическим. Оказывает фиброгенное действие на организм. При попадании вместе со вдыхаемым воздухом в дыхательные пути и лёгкие может вызвать профессиональное заболевание (пневмокониоз, пылевой бронхит), раздражение слизистых оболочек.

Нормы содержания диоксида кремния в воздухе рабочей зоны регламентируются ГОСТ 12.1.005-88. При содержании в пыли воздуха рабочей зоны кристаллического диоксида кремния (SiO_2) от 10 до 70% его предельно допустимая концентрация (ПДК) равна 2 мг/м^3 . При содержании более 70% – 1 мг/м^3 [8].

Коллективные средства защиты – автоматизация и дистанционное управление технологическими процессами.

Индивидуальные средства защиты: очки, противогазы, респираторы, спецодежда, обувь.

Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны. По своей природе данный фактор является физическим.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающее воздействие метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже -45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [9].

Режим работ на открытом воздухе зависит от климатического региона, тяжести и времени выполняемых работ. Трудовая деятельность оператора добычи нефти и газа относится к категории работ Пб. Месторождение

находится в климатическом регионе ІБ. Режим работ на открытой территории для рассматриваемого случая приведён в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Режим работ на открытой территории в климатическом регионе ІБ (работа категории Па – Пб) [9]

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	≤ 1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
–10	не регламентируется*											
–15	не регламентируется*											
–20	не регламентируется*											
–25	не регламентируется*											
–30	не регламентируется*											
–35	164	1	142	1	108	1	83	2	66	3	53	3
–40	116	1	104	2	82	2	66	3	55	3	45	4
–45	90	2	82	2	67	3	56	3	46	4	38	4
–50	73	2	67	3	59	3	48	4	40	4	34	5
–55	62	3	57	3	49	4	42	4	36	5	29	6
–60	52	3	50	4	43	4	37	4	32	5	27	6
а – продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин; б – число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены; * Отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении												

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений [9].

Коллективная защита на нефтепромысле: сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов, доставка к месту работы и с работы в утепленном транспорте, специально оборудованные помещения для периодического обогрева и отдыха работников.

Средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемость, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источником возникновения шума является насосное оборудование, спецагрегаты и транспортные средства.

По своей природе данный вредный фактор является физическим. Шум – это беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры. С физиологической точки зрения шум – это всякий неблагоприятный воспринимаемый звук. Воздействует на органы слуха. Вызывает профессиональное заболевание (неврит слухового нерва).

Предельно допустимые уровни звукового давления регламентируются СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [10].

Деятельность оператора добычи нефти и газа, работающего вахтовым методом по 12 часовой смене, относится к напряженному труду 1 степени при средней физической нагрузке. Предельно допустимый уровень звука равен 60 дБА [10].

Для снижения вредного действия шума в первую очередь следует использовать средства коллективной защиты. По отношению к источнику возбуждения шума коллективные средства защиты подразделяются на средства, снижающие шум в источнике его возникновения, и средства, снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта.

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Средства, снижающие шум в источнике его возникновения в зависимости от характера шумообразования подразделяются на средства, снижающие шум механического происхождения, аэродинамического и гидродинамического происхождения, электромагнитного происхождения.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) применяются в том случае, если другими способами обеспечить допустимый уровень шума на рабочем месте не удастся. Наиболее эффективны СИЗ, как правило, в области высоких частот. СИЗ включают в себя противозумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

Повышенный уровень вибрации

Вибрация возникает в процессе работы спецагрегатов и промышленных объектов, связанных с добычей нефти и газа.

По своей природе данный фактор является физическим. Под вибрацией понимают возвратно-поступательное движение твердого тела. Основные параметры вибрации: частота (Гц), амплитуда колебания (м), период колебания (с), виброскорость (м/с), виброускорение (м/с²).

Нормы уровня вибрации регламентируются ГОСТ 12.1.012-90 [11].

Условия труда оператора добычи нефти и газа соответствуют категории вибрации 3 тип «а». Допустимый уровень вибрации для данного случая приведён в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора [11]

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X ₀ , Y ₀							
	виброускорения				виброскорости			
	м×с ⁻²		дБ		м×с ⁻² ×10 ⁻²		дБ	
	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.	в 1/3-окт.	в 1/1-окт.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,2	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,2	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,2	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

Коллективные средства защиты: уменьшение вибрации в источнике возникновения: совершенствование конструкции (расчёт фундамента, системы амортизаторов или виброизоляторов); установка глушителей вибрации, экранов, виброизоляторов; рациональное размещение работающего оборудования и цехов.

Средства индивидуальной защиты – виброгасящие рукавицы, специальная виброизолирующая обувь.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (дожимные насосные станции, кустовые насосные станции, цеха, автоматические групповые замерные установки и т.д.).

По своей природе фактор является физическим, вызывает перенапряжение зрительного анализатора.

Нормирование осуществляется СНиП 23-05-95 [12].

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в тёмное время суток. В автоматических групповых замерных установках (АГЗУ) применяется искусственное освещение. Освещение производится лампами, обеспечивающими взрыво- и пожаробезопасность. Минимальная освещённость в АГЗУ – 75 лк [12].

Деятельность оператора добычи нефти и газа относится к IX разряду зрительной работы. Минимальная освещённость рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, должна быть равна 50 лк [12].

Коллективные средства защиты: установка источников дополнительного искусственного освещения рабочей площадки, в том числе в тёмное время суток.

Индивидуальные средства защиты: использование индивидуальных портативных источников освещения (фонарей).

Токсическое воздействие нефти и её паров

Оператор добычи нефти и газа подвергается воздействию данного фактора при отборе проб.

По своей природе данный фактор является химическим. Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть является природным жидким токсичным продуктом. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

Класс опасности нефти по ГОСТ 12.1.007-76 [13]: при отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/м³). Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн⁻¹, считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода (дигидросульфида) в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³, сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C₁-C₅ – не более 3 мг/м³ [14].

Нормирование осуществляется в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 [13]. В таблице 7.4 приведены общие показатели для нефти, содержащей сероводород, и для нефти, не содержащей его.

Таблица 7.4 – Общие показатели для нефти, содержащей или не содержащей сероводород [13]

Наименование показателя	Нормы для вещества	
	Нефть, содержащая сероводород	Нефть, не содержащая сероводород
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/ м	0,1-1,0	1,1-10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	15-150	151-5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	100-500	501-2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м	500-5000	5001-50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	300-30	29-3
Зона острого действия	6,0-18,0	18,1-54,0
Зона хронического действия	10,0-5,0	4,9-2,5

В профилактике профессиональных отравлений нефтью и попутным газом радикальными средствами являются комплексная автоматизация, телеуправление и механизация производственных процессов.

При работе с высокими концентрациями применяются индивидуальные средства защиты: шланговые противогазы, самовсасывающие или с принудительной подачей воздуха. Для предупреждения кожных поражений – предохранительные мази. Спецодежда – нефтенепроницаемая куртка, полукомбинезон, рукавицы, обувь, а также головные уборы.

Обязательны предварительные и периодические медицинские осмотры.

Психофизиологические нагрузки

Источником возникновения фактора являются все виды работ, связанные с тяжёлым физическим трудом, выполнение травмо-, пожаро-, электроопасных работ (ответственность за безопасность людей).

Под физическими перегрузками в операторской деятельности понимают физическую, динамическую нагрузку, массу поднимаемого груза вручную, рабочую позу, наклоны корпуса, частоту перемещения в пространстве.

Под психологическими перегрузками понимают чередование работ по сменам, требующее определенной перестройки организма. Суточные дежурства, работа только в ночную смену, без естественного света и т.п. оказывает на работающего отрицательное психологическое влияние.

Количественную оценку тяжести и напряженности трудового процесса следует проводить в соответствии с Р 2.2.2006-05 [15].

Комплексный анализ рабочего места в соответствии с таблицами показал, что деятельность оператора добычи нефти и газа, работающего вахтовым методом по 12 часовой смене, относится к напряженному труду 1 степени при средней физической нагрузке.

Для предупреждения утомления следует учитывать специфику труда работающих. Так, виды деятельности с преобладанием физического труда требуют менее продолжительного, хотя и более частого отдыха. Период восстановления сил после физической работы происходит более интенсивно и заканчивается в сравнительно короткое время.

Умеренный (не очень напряженный) умственный труд может выполняться довольно долго без перерыва на отдых. Однако людям, занятым преимущественно умственным трудом, периодически необходим более длительный отдых.

7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

К опасным факторам при разработке и эксплуатации месторождения многозабойными горизонтальными скважинами относятся:

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источником возникновения фактора является обслуживание и ремонт оборудования и спецагрегатов.

По своей природе фактор является физическим. Возможные последствия: травма, несчастный случай.

Безопасность труда регламентируется ГОСТ 12.2.003-91 [16].

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего.

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие [16].

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования

Данный фактор возникает в результате работ, связанных с обслуживанием или ремонтом оборудования в холодный период года, использованием нагретых материалов, печей подогрева нефти и др.

По своей природе данный фактор является физическим. Возможен термический ожог или обморожение.

Средства защиты от воздействия данного фактора регламентируются ГОСТ 12.4.011-89 [17].

К коллективным средствам защиты от пониженных или повышенных температур поверхностей оборудования относятся устройства: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, термоизолирующие, дистанционного управления.

Также рекомендуется использование индивидуальных средств защиты – специальной защитной одежды, обуви, рукавиц.

Электробезопасность

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека возникает при эксплуатации и обслуживании скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Электроустановки должны монтироваться и эксплуатироваться в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ-7), правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и другими нормативными документами.

По напряжению различают электроустановки напряжением до 1000 В и электроустановки напряжением свыше 1000 В. Рабочее напряжение УЭЦН достигает 3600 В. Одним из наиболее слабых узлов УЭЦН является силовой кабель. Повреждения кабельного ввода электродвигателя заключается в пробое электрической изоляции ввода с последующим коротком замыканием жил кабеля между собой и на корпус электродвигателя.

Нормирование осуществляется по ГОСТ 12.1.038-82 [18]. В таблице 7.5 приведены предельно допустимые значения напряжений при прикосновении.

Таблица 7.5 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения при аварийном режиме производственных электроустановок с частотой тока 50 Гц, напряжением выше 1000 В, с глухим заземлением нейтрали [18]

Продолжительность воздействия, t (с)	Предельно допустимое значение напряжения прикосновения, U (В)
До 0,1	500
0,2	400
0,5	200
0,7	130
1,0	100
Св. 1,0 до 5,0	65

Коллективные средства для защиты от электрического тока:

- защитное отключение, позволяющее в случае замыкания или неисправности какого-либо оборудования предотвратить несчастный случай;
- электрические схемы изделий, которые исключают самопроизвольное включение или отключение изделия;
- зануление, согласно ПУЭ, корпусов электроприводов, трансформаторов, сварочных аппаратов, светильников;
- для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током изолируют части изделий, доступные для прикосновения;
- на металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения с защитным заземлением.

Средства индивидуальной защиты: перчатки диэлектрические, галоши диэлектрические.

Пожаробезопасность

На территории предприятий, занимающихся добычей нефти, находятся нефтепродукты, характеризующиеся повышенной горючестью, поэтому вопрос обеспечения пожаробезопасности является одним из наиболее важных.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени и повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

На территории кустовой площадки находятся три помещения в которых работает оператор добычи нефти и газа. Согласно СП 12.13130.2009[19]:

АГЗУ по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории А (высшая) – помещения содержащие горючие газы (ГГ), легковоспламеняющиеся взрывопожароопасные жидкости (ЛВЖ) с температурой вспышки не более 28°С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные паро- газо- воздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Станции управления УЭЦН имеет категорию В – помещения, в которых находятся горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыль и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Пункты коммерческого учёта электроэнергии (ПКУ) имеют категорию Д – помещения, в которых находятся негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатацией и обеспечением средствами пожаротушения.

Все кустовые площадки оборудованы средствами пожаротушения:

- 1) Пожарный гидрант с площадкой под пожарный автомобиль размером не менее 20х20 метров;
- 2) Пожарный щит ЩП-В (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, огнетушитель ОП-8);
- 3) Пожарный ЩП-Е (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, диэлектрический коврик, диэлектрические перчатки, огнетушитель ОУ-8);
- 4) Датчики загазованности среды с предупредительной сигнализацией при 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) и аварийной остановкой при 50% НКПР.

При проведении работ вблизи скважины запрещается использовать агрегаты, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра [20].

7.2 Экологическая безопасность

При эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин может наблюдаться негативное воздействие на атмосферу, гидросферу и литосферу.

В разделе рассмотрено, как проектируемое решение и используемые для его создания вещества будут влиять на атмосферу, гидросферу и литосферу и предложены решения по обеспечению экологической безопасности.

7.2.1 Защита селитебной зоны

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [21] Звёздное нефтегазовое месторождение относится к предприятиям I класса (удаленность от населенных пунктов 1000 метров). Так как ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, условия санитарно-защитных зон соблюдаются.

7.2.2 Защита атмосферы

Деятельность по освоению нефтегазовых ресурсов будет оказывать воздействие на состояние атмосферного воздуха. Основными источниками поступления вредных веществ в атмосферу при разработке месторождений нефти могут быть: факела аварийного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ), печи для подогрева углеводородного сырья, фланцевые соединения трубопроводов, емкости для хранения сырья и топлива, перекачивающие агрегаты, запорно-регулирующая арматура, места аварийных разливов нефти, испарения амбаров, полигонов, транспортные средства и т.п.

В таблице 7.6 приведены валовые выбросы в атмосферный воздух соответственно в период эксплуатации объектов в соответствии с ГН 2.1.6.1338-03 [22].

Таблица 7.6 – Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при эксплуатации объектов обустройства [22]

Наименование загрязняющего вещества	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, т/год
Метан	-	-	50	-	3,7
Пред. УВ C ₁ -C ₅	-	-	50	-	507,5
Пред УВ C ₆ +	60	-	-	-	138,3
Ксилолы	0,2	-	-	3	0,61
Толуол	0,6	-	-	3	3,1
Бензол	0,3	0,1	-	2	1,9

Основную долю выбросов загрязняющих веществ от общего объема загрязнителей при эксплуатации месторождения составят оксид углерода – 57%, диоксид азота – 19%, смесь углеводородов предельных C₁-C₁₀ – 17%. Остальные выбросы на рассматриваемом месторождении составляют 7 % от общего количества выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Звёздного месторождения предусматривается:

- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов;
- диспетчерский контроль за технологическими и вспомогательными процессами;
- контроль состояния атмосферы согласно требованиям ГОСТов.

Сжигание газа на факеле осуществляется только в аварийных ситуациях. Факельные стояки должны быть оборудованы эффективными горелками, обеспечивающими наиболее полное сжигание.

Организация постов наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха, предназначенных для контроля выбросов от организованных и неорганизованных источников, производится в соответствии с требованиями РД 52.04.186-89 [23].

Измерение концентрации вредных веществ в воздухе выполняется с помощью стандартных приборов, разрешенных к применению в области контроля загрязнения атмосферы, на содержание: углеводородов, оксидов азота, серы и углерода.

В качестве интегральной характеристики загрязнения атмосферного воздуха и оценки атмосферных выпадений загрязняющих веществ используются характеристики загрязнения снежного покрова. Отбор проб снега осуществляется один раз в год, в конце зимы в период максимального снегонакопления. Выбор конкретных точек отбора проб снежного покрова осуществляется на основе дополнительных гидрометеорологических изысканий.

Практически полная утилизация ПНГ и отсутствие его факельного сжигания позволяет сделать вывод, что загрязнение атмосферного воздуха будет низким и не вызовет опасения для проектирования нефтепромысловых объектов при разработке месторождения. Населенные пункты значительно удалены от нефтепромысловых объектов и не находятся в зоне их влияния.

7.2.3 Защита гидросферы

Водные объекты являются одним из наиболее уязвимых компонентов природной среды. Практически все нефтепромысловые объекты при их строительстве и эксплуатации несут потенциальную угрозу нарушения естественного состояния водотоков.

Необходимо выделить два вида антропогенного воздействия на водные ресурсы при разработке месторождения нефти:

- механическое (проведение земляных работ, нарушение рельефа, удаление растительного покрова);

- химическое (загрязнение водных объектов в результате сбросов, утечек, дренажа, случайных разливов и др.).

Наиболее опасным вредным воздействием является нефтяное, так как нефть разносится течением реки и загрязняет большие территории – она может тонкой пленкой покрывать огромную поверхность воды.

Специфика водной среды такова, что самым опасным является длительное воздействие загрязнения в малых дозах, приводящее к постепенному накоплению в среде загрязняющих веществ и, в конечном итоге, к деградации экосистем.

Основными источниками несанкционированного поступления вредных веществ в поверхностные воды при разработке месторождений нефти и газа могут быть:

- сточные воды, образующиеся при бурении скважин;
- производственные и хозяйственно-бытовые сточные воды, и отходы;
- талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков;
- строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежной зоны водотоков и водоемов и попаданию в них строительного мусора;
- оседание на водную поверхность загрязненных аэрозолей, поступающих от местных источников выбросов вредных веществ в атмосферу;
- аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов и стоков в водные объекты.

Наблюдения за состоянием поверхностных вод на территории Звёздного нефтегазоконденсатного месторождения должны производиться с учетом требований ГОСТ 17.1.3.07-82 [24]. Гидрологические и гидробиохимические наблюдения осуществляются в весенний, летне-осенний период. Кроме этого в каждой точке наблюдений один раз в год отбираются пробы донных отложений.

Охрана поверхностных вод предусматривает поддержание оптимальных условий водопользования, качества поверхностных в состоянии, отвечающем

санитарным и экологическим требованиям; защиту водных объектов от загрязнения, засорения и истощения; предотвращение или ликвидацию вредного воздействия вод, а также сохранение биологического разнообразия водных экосистем.

С целью предотвращения загрязнения, засорения, истощения вод и заиления водных объектов на территории месторождения установлены водоохранные зоны и прибрежные полосы рек, в границах которых вводится специальный режим водопользования [25].

Для предупреждения истощения водных объектов предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение проектируемых объектов вне водоохранных зон рек и озер;
- выполнение пооперационного контроля качества сборки и сварки трубопроводов в процессе производства работ;
- устройство водопропускных труб под дорогами для предотвращения заболачиваемости и сохранения влажностного режима территории;
- строительство очистных сооружений для очистки поверхностных и производственных стоков;
- обвалование площадки резервуарного парка;
- мониторинг состояния поверхностных и подземных вод.

Для предупреждения истощения подземных вод предусмотрены следующие мероприятия:

- учёт использования подземных вод на проектируемом объекте;
- строгое соблюдение лимитов на воду;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод.

Попутная вода, извлекаемая из недр, отделяется от нефти в установках предварительного сброса воды, далее в резервуарах-отстойниках, после чего через систему поддержания пластового давления закачивается обратно в пласт. Благодаря современным системам очистки, вода, закачиваемая в пласт, на 99 процентов отделена от нефти.

Продуктивные пласты Звёздного месторождения являются пористыми. Допустимое содержание в воде, закачиваемой в них, нефти – 1 мг/л, механических примесей – 2 мг/л, железа – 0,5 мг/л [26].

7.2.4 Защита литосферы

Отличительная особенность почвенного покрова тундровой зоны заключается в его крайней неоднородности. Поглощающая способность почв преимущественно низкая, исключение составляют торфяные почвы, менее распространенные. Способность почвы к самоочищению, которая при других климатических условиях является одной из ее важнейших биогеохимических свойств, здесь минимальна.

Не менее опасны, чем загрязнения, механические нарушения почвенного покрова, которые могут обернуться активизацией водной и криогенной эрозией, разрушающей большие территории, что опасно не только для экосистем района, но и для технических сооружений. Почвы района крайне неустойчивы к антропогенным воздействиям и требуют применения предельно экологически безопасных технологий.

Химическое загрязнение на нефтегазодобывающих месторождениях происходит в результате загрязнения отходами, нефтепродуктами, пластовыми водами и др.

Источниками загрязнения почв являются:

- производственные (технологические) площадки, участки добычи;
- трубопроводы (аварийные разливы нефти и несанкционированные сбросы);
- устья скважин и прискважинные площадки;
- мерники и трапы групповых и индивидуальных сборных установок.

Выжигание нефти на поверхности приводит к окончательной гибели растительности, образованию спекшейся корки на поверхности почвы, вторичному образованию и распространению токсичных и канцерогенных веществ, проникновению несгоревшей нефти вглубь почвы и расширению площади ее распространения. Засыпка загрязненных участков землей или песком задерживает доступ кислорода к нефти, что сдерживает процессы

деградации загрязненного участка, приводит к образованию сероводорода, вторичного загрязнения и токсикоза почвы и грунтовых вод.

Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве приведены в ГН 2.1.7.2041-06 [27].

Для охраны земель при эксплуатации проектные решения обеспечивают:

- максимальное снижение размеров и интенсивности выбросов (сбросов) загрязняющих веществ на территорию объекта и прилегающие земли;
- рациональное использование земель при складировании промышленных отходов, размещении площадок для хранения твердых бытовых отходов;
- своевременную рекультивацию нарушенных земель.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.3.1 Вероятные чрезвычайные ситуации

При эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин могут возникать чрезвычайные ситуации (ЧС) следующего характера: природного, биологического, социального, экологического или техногенного.

- 1) ЧС природного характера: паводковые наводнения, торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы;
- 2) ЧС биологического характера: на территории рабочей зоны в постоянном проведении работ принимают участие не более двух человек, на территории кустовых площадок и месторождения не произрастают растения, отсутствуют опасные для человека виды животных. Чрезвычайные ситуации биологического характера в данной рабочей зоне исключены.
- 3) ЧС социального характера: доступ на территорию месторождения осуществляется только по персональным электронным пропускам, посредством вертолётной техники. Каждый прибывающий работник проходит тщательную проверку службой охраны. В данной рабочей зоне исключены чрезвычайные ситуации социального характера (терроризм);

- 4) ЧС экологического характера: на территории данного месторождения не проводятся работы, которые могли бы резко повлиять на состояние атмосферы, гидросферы, литосферы или биосферы. Чрезвычайные ситуации экологического характера исключены.
- 5) ЧС техногенного характера: разливы нефти, пожары, взрывы. Наиболее вероятной ЧС является разлив нефти.

7.3.2 Разлив нефти

Возможные причины аварии:

- механические повреждения оборудования;
- коррозия, износ, истончение стенок оборудования, трубопроводов;
- некачественные сварные соединения;
- заводские дефекты;
- возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений, превышающих расчетные;
- износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий [28]:

- 1) Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- 2) Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- 3) Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- 4) Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- 5) Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;

- 6) Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- 7) Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- 8) При возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее [29]:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии;
- первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (нарушения герметичности), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.
- осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий;
- порядок взаимодействия со специализированными службами;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- график и схему по отбору проб газовой среды;
- технологическую схему объекта;

– годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику, с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа сотрудников осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст. 302) [30], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- 1) устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- 2) предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст. 117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
 - в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.
- 3) предусмотрены плановые бесплатные медосмотры для выявления заболеваний, которые могут возникнуть в результате трудовой деятельности работников;
- 4) обеспечиваются СИЗ;
- 5) обеспечиваются выплаты в результате производственных травм и профессиональных заболеваний.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [30].

7.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия. Рабочее место состоит из следующих элементов:

- кустовые площадки, установки подготовки нефти;
- основное оборудование;
- приспособления для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Процессу труда работника, независимого от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачи организации труда при организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был изучен метод повышения эффективности разработки месторождения горизонтальными многоствольными скважинами и возможность его применения на Звёздном нефтегазовом месторождении.

Данный метод даёт значительное преимущество при разработке по сравнению с использованием одноствольных горизонтальных скважин. Было проведено сравнение дебитов трёх многозабойных горизонтальных скважин и горизонтальных для пласта Нх-1 Звёздного месторождения. Расчетами подтверждено, что дебиты горизонтальных многоствольных скважин значительно превышают дебиты горизонтальных одноствольных в аналогичных геологических условиях. Использование МЗС позволяет снизить общее количество добывающих скважин, уменьшить депрессии, продлить период безводной эксплуатации.

В работе был проведён анализ экономической эффективности применения многозабойных горизонтальных скважин, в результате которого приведено экономическое обоснование их применения. Экономические расчёты показали, что использование МЗС вместо горизонтальной позволяет увеличить чистый дисконтированный доход от работы скважины в два и более раз. Это приводит к значительному снижению себестоимости добываемой нефти, а также повышает технологическую эффективность разработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Звёздного нефтегазоконденсатного месторождения ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» 2013 г.
2. Отчёт подсчёт запасов и ТЭО КИН Звёздного месторождения в 2012-2013 гг. Лицензии КРР 12564 НР, ДУД №14356 НР (отчет по договору №1710112/0639Д) 2013 г.
3. Заикин И.П., Кемпф К.В., Готлиб О.Л., Ефимов С.В., Выхристюк С.В., Насыров А.М. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин в ОАО «Удмуртнефть»//ROGTEC MAGAZINE. – Март 2011 г.
4. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» 4-2011 (октябрь-декабрь) 25 выпуск
5. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 3 УДК 622.276.344 Т.А. Кузьмина, А.Д. Миронов. Опыт разработки низкопродуктивных объектов с применением технологии многозабойного бурения
6. Справочная информация: "Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти" (в целях применения главы 26 Налогового кодекса РФ)
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/
7. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
8. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
9. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях.
10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
11. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

12. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
13. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
14. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
15. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
18. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
19. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
20. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
21. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
22. ГН 2.1.6.1338-03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
23. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
24. ГОСТ 17.1.3.07-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков.
25. «Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 31.10.2016).
26. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
27. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.

28. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
29. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
30. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).