

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.276-047.44(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Тарасов Николай Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Тарасов Николай Сергеевич

Тема работы:

Анализ основных показателей разработки Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о Ванкорском нефтегазовом месторождении: географическая, геолого-физическая характеристика, физико-химические свойства пластовых флюидов и их запасы. Анализ текущего состояние разработки эксплуатационных объектов месторождения: Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV. Анализ основных показателей разработки месторождения. Анализ эффективности проведенных геолого-технических мероприятий. Анализ дальнейшей стратегии разработки месторождения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения о Ванкорском нефтегазовом месторождении	
Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов Ванкорского месторождения	
Анализ основных показателей разработки Ванкорского месторождения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Тарасов Николай Сергеевич		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

БЧС – безопасность в чрезвычайных ситуациях

ВНК – водонефтяной контакт

ВПП – выравнивание профиля приемистости

ВРБ – водораспределительная батарея

ГВК – газоводяной контакт

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ДНГ – добыча нефти и газа

ДПДН – дисконтированный поток денежной наличности

КИН – коэффициент извлечения нефти

КИП – контрольно-измерительный прибор

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

НПДН – накопленный поток денежной наличности

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПДН – поток денежной наличности

ППД – поддержание пластового давления

ППП – промышленно-производственный персонал

РИР – ремонтно-изоляционные работы

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СУ – станция управления

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ЧС – чрезвычайная ситуация

ЧТС – чистая текущая стоимость

IRR – internal rate of return – внутренняя норма доходности

NPV – net present value – чистая текущая стоимость

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работы 75 с., 21 рис., 20 табл., 27 источников, 0 прил.

Ключевые слова: разработка месторождения, эксплуатационный объект, эксплуатационный фонд скважин, добыча нефти, обводненность.

Объектом исследования являются объекты разработки Ванкорского нефтегазового месторождения и основные технологические показатели разработки месторождения.

Цель работы – анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов и показателей разработки Ванкорского нефтегазового месторождения.

В процессе исследования была рассмотрена географическая, геолого-физическая характеристику месторождения, а также запасы и физико-химические свойства пластовых флюидов. Проанализировано текущее состояние разработки эксплуатационных объектов и основные показатели разработки месторождения.

В результате исследования были выявлены: причины и осложняющие факторы, вызвавшие преждевременную обводненность продукции скважин; комплекс мер для снижения темпа роста обводненности; участки эксплуатационных объектов, не вовлеченные в разработку; дальнейшая стратегия разработки месторождения.

Область применения: эксплуатационные объекты Ванкорского нефтегазового месторождения.

Экономическая эффективность связана с увеличением технологических показателей разработки месторождения в связи с оптимизацией режимов работы скважин, проведением ВПП и РИР для снижения обводненности, а также вовлечения в разработку участков с более низкой проницаемостью.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	10
1.1. Географическая характеристика месторождения.....	10
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....	11
1.3. Физико-химические свойства нефти и газа.....	16
1.4. Запасы углеводородов месторождения.....	18
2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	20
2.1. Анализ текущего состояния разработки объекта Як-III-VII.....	20
2.2. Анализ текущего состояния разработки объекта Нх-I.....	26
2.3. Анализ текущего состояния разработки объекта Нх-III-IV.....	32
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	39
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	44
4.1. Анализ влияния инновационного мероприятия на технико-экономические показатели.....	44
4.2. Расчет показателей экономической эффективности инновационного мероприятия.....	47
4.3. Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям.....	51
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	57
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	57
5.2. Производственная безопасность.....	59
5.3. Экологическая безопасность.....	64
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	71
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	73

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовый сектор является важнейшей частью экономики Российской Федерации. В последние десятилетия, около половины всех поступлений в федеральный бюджет приходится на нефтегазовую промышленность.

В современных условиях, нефтегазовая промышленность Российской Федерации сталкивается с рядом проблем: низкие нестабильные мировые цены на энергоносители; запасы большинства крупных и уникальных месторождений нефти и газа истощены и находятся на завершающих стадиях разработки, а большинство вводимых в эксплуатацию месторождений относятся к категории средних, мелких и очень мелких.

Ванкорское нефтегазовое месторождение расположено на севере Красноярского края, в 1500 км от Красноярска в Заполярье, в условиях тундры. Кроме значительной удаленности от крупных населенных пунктов, суровых зимних условий, осложняющим фактором являются многолетнемерзлый грунт, который имеет характерную особенность оседать при капитальном строительстве за счет таяния.

Ванкорское нефтегазовое месторождение является одним из крупнейших в Российской Федерации по запасам углеводородов и относится к категории уникальных. Месторождение было открыто в 1988 году экспедицией под руководством Б. М. Могилевского. На тот момент, извлекаемые запасы нефти оценивались в 125 млн тонн.

Лишь в 2004 году, с приходом компании ПАО «Роснефть» и созданием ЗАО «Ванкорнефть» начались полномасштабные геологоразведочные работы. 17 поисково-разведочных было пробурено на данном этапе. К моменту введения месторождения в промышленную эксплуатацию в 2009 году, извлекаемые запасы нефти составили 500 млн тонн. Извлекаемые запасы газа составили 177 млрд м³.

В 2016 году было образовано ООО «РН-Ванкор» из ЗАО «Ванкорнефть». По состоянию на 01.01.2019 текущие извлекаемые запасы нефти и газового

конденсата по категории AB_1+B_2 составляют 311 млн тонн, запасы газа по категории AB_1+B_2 – 115 млрд м³.

Актуальность данной работы заключается в том, что рациональная и эффективная разработка Ванкорского нефтегазового месторождения, относящегося к категории уникальных по количеству извлекаемых запасов нефти, имеет стратегическую важность как для нефтегазовой промышленности России, так и для всей экономики в целом.

Целью данной работы является анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов и показателей разработки Ванкорского нефтегазового месторождения.

Для достижения цели работы были поставлены следующие задачи:

- 1) Изучить географическую, геолого-физическую характеристику месторождения, запасы и физико-химические свойства пластовых флюидов;
- 2) Проанализировать текущее состояние разработки эксплуатационных объектов;
- 3) Проанализировать основные показатели разработки месторождения.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. Географическая характеристика месторождения

Ванкорское нефтегазовое месторождение находится в Восточной Сибири, на территории Красноярского края. Ближайшими населенными пунктами являются: г. Дудинка – 140 км на северо-востоке, г. Норильск – 200 км на северо-востоке и п. Туруханск – 300 км на юго-западе. Ближайшими месторождениями являются в 160–180 км на северо-западе (Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское) и в 200 км на юго-западе (Заполярное). На рисунке 1 представлена карта района Ванкорского месторождения.



Рисунок 1 - Карта района Ванкорского месторождения

Ванкорское нефтегазовое месторождение располагается на двух лицензионных участках: южном и северном. Разработкой месторождения занимается компания ООО «РН-Ванкор», которая является дочерним обществом

ПАО НК «Роснефть». ООО «РН-Ванкор» было образовано в 2016 году из ЗАО «Ванкорнефть». Разработка месторождения ведется согласно Лицензии КРР 12564 НР от 02.08.2004 г. и Лицензии ДУД 14356 НР от 13.12.2007 г. Суммарная площадь месторождения составляет 447 км².

Нефть транспортируется с Ванкорского месторождения по нефтепроводу до нефтеперерабатывающей станции «Пурпе». Нефтепровод имеет диаметр 820 мм, протяженность 543 км и пропускную способность 25 млн т/год.

Ванкорское нефтегазовое месторождение расположено в зоне многолетнемерзлых пород, состоящих из супесий, суглинок с включениями гравия, гальки и валунов, пылеватых и мелких песков и торфяников. При проведении строительных работ обязательно учитывается влияние многолетнемерзлых пород [9].

Эксплуатационное бурение на Ванкорском нефтегазовом месторождении ведется с 2006 г. по «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» [1]. Действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения».

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

Ванкорское нефтегазовое месторождение приурочено к Большехетскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области территории Красноярского края.

Месторождение многопластовое, выделено 7 продуктивных пластов, содержащих 7 залежей. Залежь Дл-I-III является газовой, залежи Як-I, Як-II, Як-III-VII яковлевской свиты газонефтяные, залежи Сд-IX суходудинской и Нх-I нижнехетской свит нефтяные, залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная.

Газовая залежь Дл-I-III является пластовой сводовой, литологически экранированной. Абсолютная отметка ГВК находится на уровне -975 м. Площадь

газоносности составляет 208,7 км². Мощность пласта в среднем составляет 44,5 м. Эффективная газонасыщенная мощность в среднем составляет 12,2 м.

Нефтегазовая залежь Як-I является пластовой. Площадь нефтегазоносности составляет 30,9 км². Мощность пласта в среднем составляет 44,5 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 2,3 м. Эффективная газонасыщенная мощность в среднем составляет 3,8 м.

Нефтегазовая залежь Як-II является пластовой, сводовой. Площадь нефтегазоносности составляет 72,5 км². Мощность пласта в среднем составляет 44,5 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 3,8 м. Эффективная газонасыщенная мощность в среднем составляет 2,6 м.

Нефтегазовая залежь Як-III-VII является массивной, сводовой. Абсолютная отметка ВНК находится на уровне от -1657,4 до -1632,1 м в зависимости от скважины. Площадь нефтегазоносности составляет 274,9 км². Мощность пласта в среднем составляет 44,5 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 17,3 м. Эффективная газонасыщенная мощность в среднем составляет 0,4 м. Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII представлен на рисунке 2.

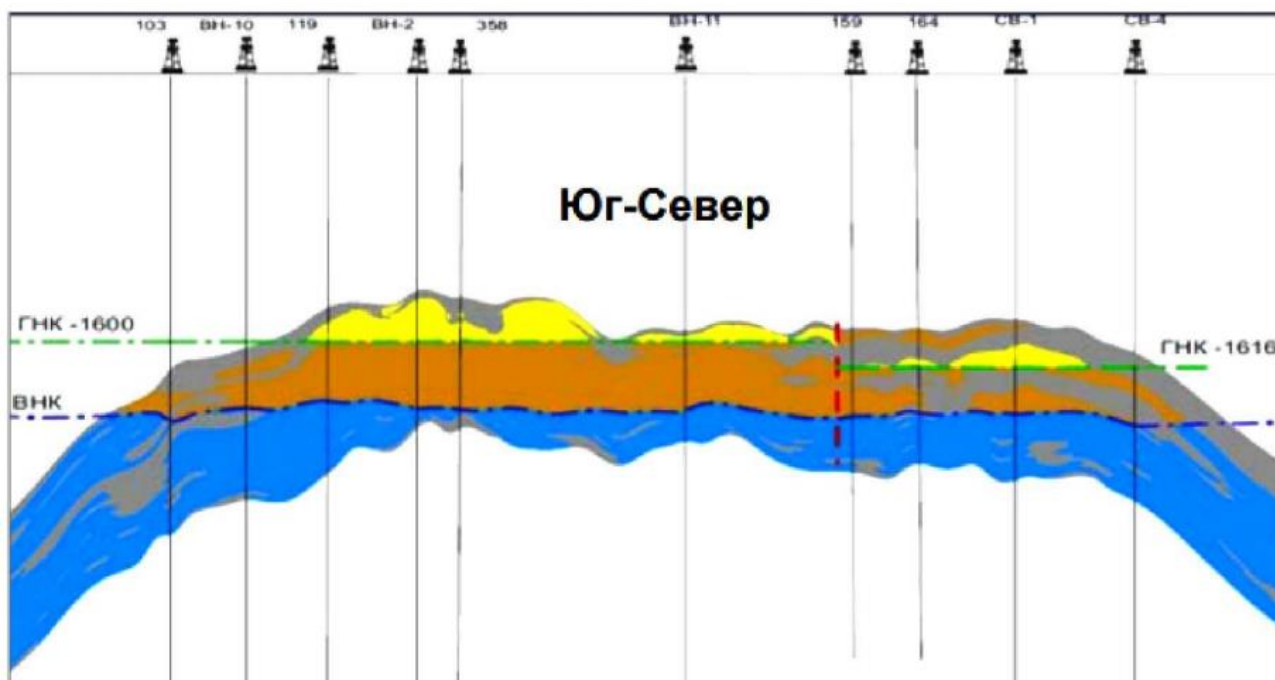


Рисунок 2 – Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII

В северной части объекта продуктивные интервалы переслаиваются с непроницаемыми глиняными пропластками. Таким образом, данный эксплуатационный объект имеет сложное литологическое строение с высокой степенью расчлененности и наличием участков литологического замещения.

Нефтяная залежь Сд-IX является массивной, сводовой. Площадь нефтеносности составляет 17,9 км². Мощность пласта в среднем составляет 36,0 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 5,3 м.

Нефтяная залежь Нх-I является пластовой, сводовой, литологически ограниченной. Площадь нефтеносности составляет 329,45 км². Мощность пласта в среднем составляет 54,9 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 7,3 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-I приведен на рисунке 3.

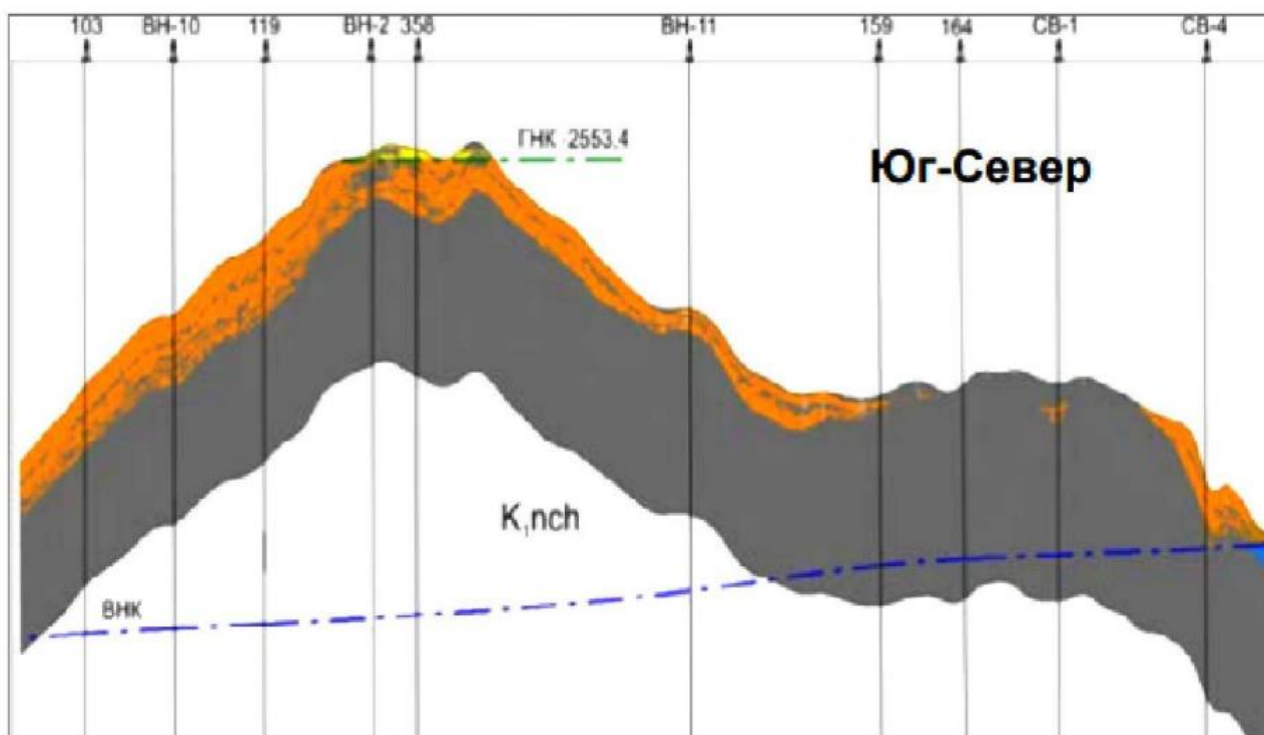


Рисунок 3 – Стратиграфический разрез объекта Нх-I

Объект Нх-I, как и объект Як-III-VII имеет зону литологического замещения в северной части.

Нефтегазоконденсатная залежь Нх-III-IV является пластовой, сводовой. Абсолютная отметка ГНК находится на уровне -2716,0 м, абсолютная отметка ВНК находится на уровне от -2766,3 до 2748,2 м в зависимости от скважины.

Площадь нефтегазоносности составляет 290,3 км². Мощность пласта в среднем составляет 72,8 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 17,4 м. Эффективная газонасыщенная мощность в среднем составляет 13,9 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-III-IV приведен на рисунке 4.

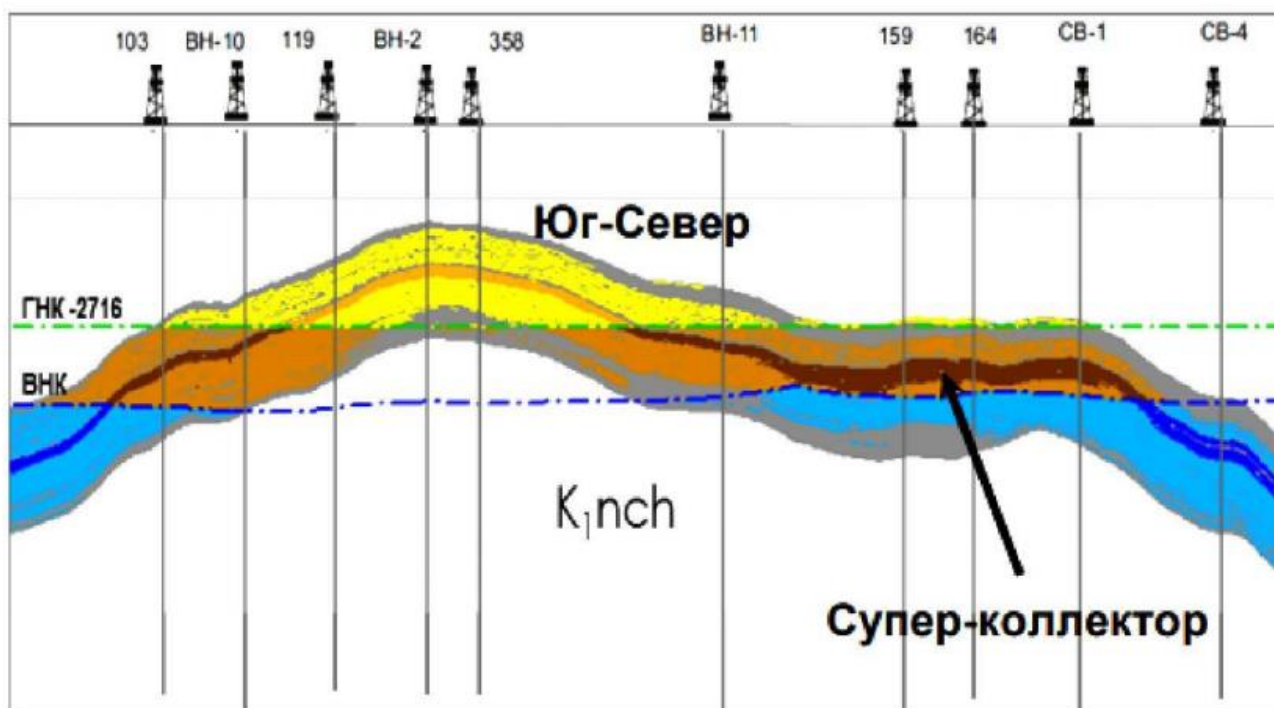


Рисунок 4 – Стратиграфический разрез объекта Нх-III-IV

Литологической особенностью объекта Нх-III-IV считается наличие «суперколлектора» – интервала пласта со сравнительно более высокими фильтрационными свойствами [4].

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Литологическое строение месторождения представлено осадочными горными породами палеозойского, мезозойского и кайнозойского периодов, метаморфическими горными породами архейского и протерозойского периодов.

Глубоким бурением были вскрыты только четвертичные, меловые и юрские отложения.

Нижнехетская свита представлена темно-серыми глинистыми породами с светло-серыми прослоями мелко- и среднезернистыми песчаников и алевролитов. Максимальная мощность свиты составляет 441,0 м. Свита

содержит три нефтенасыщенных пласта Нх-III и Нх-IV в средней части и Нх-I в верхней части. Суммарная мощность песчаных пластов составляет около 90 м.

Суходудинская свита представлена переслаиванием темных глин, серых и бурых алевролитов и светло-серых песчаников. Максимальная мощность свиты составляет 601,0 м. Мощность песчаников составляет до 60,0 м.

Яковлевская свита представлена темными аргиллитами, серыми алевролитами и светло-серыми песчаниками с прослоями углистых отложений мощностью от 2 до 4 м. Максимальная мощность свиты составляет 652,0 м, а минимальная – 561,0 м.

Фильтрационно-емкостная характеристика продуктивных пластов

Изучение физико-гидродинамических свойств на Ванкорском нефтегазовом месторождении производился с помощью бурения с отбором керна и геологоразведочных работах, при эксплуатационном бурении и доразведки месторождения. В таблице 1 представлены результаты исследований керна коллекторов Ванкорского месторождения.

Таблица 1 – Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов

Коллектор	Пористость, д.е.	Проницаемость, мД	Водоудерживающая способность, д. е.
Дл-I-III	0,3	476,0	0,33
Як-I	0,26	813,4	-
Як-II	0,25	83,0	0,32
Як-III-VII	0,27	528,5	0,25
Сд-IX	0,23	167,0	0,31
Нх-I	0,19	30,2	0,49
Нх-III-IV	0,2	175,3	0,38

По классификации коллекторов по проницаемости, хорошо проницаемыми являются коллекторы Дл-I-III, Як-I, Як-III-VII, Сд-IX, Нх-III-IV; коллекторы Як-II и Нх-I являются средне проницаемыми [2].

1.3. Физико-химические свойства нефти и газа

Физико-химические свойства пластовых флюидов определяются при отборе и исследовании глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов [2]. В таблице 2 приведены результаты исследования глубинных проб нефти Ванкорского месторождения.

Таблица 2 – Физико-химические свойства и состав нефти

Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения, МПа	15,9	25,4	27,1	23,7
Газосодержание, м ³ /т	61	202	211	107
Объемный коэффициент, доли ед.	1,12	1,42	1,46	1,20
Плотность нефти, т/м ³				
в пластовых условиях	0,850	0,693	0,688	0,780
в стандартных условиях	0,902	0,823	0,845	0,860
Динамическая вязкость, мПа·с	8,9	0,7	0,7	2,7
Коэффициент сжимаемости 10 ⁻¹⁴ , 1/МПа	7,0	11,2	18,3	11,5
Содержание массовое, %				
серы	0,21	0,13	0,11	0,08
смола	9,59	5,10	6,51	3,14
парафина	1,50	4,30	3,30	2,26

Нефть продуктивных пластов классифицируется согласно ГОСТ 31378-2009 [12]. Нефть пласта Як-III-VII является битуминозной по плотности, с повышенной вязкостью, малосернистой, малопарафинистой, смолистой. Нефть пласта Нх-I является особо легкой по плотности, незначительной вязкости, малосернистой, парафинистой, смолистой. Нефть пласта Нх-III-IV является легкой по плотности, незначительной вязкости, малосернистой, парафинистой, смолистой. Нефть пласта Сд-IX является средней по плотности, маловязкой, малосернистой, парафинистой, малосмолистой.

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа были получены при отборе и исследовании глубинных проб нефти. В таблице 3 представлен состав растворенного нефтяного газа.

Таблица 3 – Состав растворенного газа

Наименование	Продуктивные пласты				
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Метан	88,00	96,16	96,60	86,23	83,63
Этан	0,03	1,33	1,80	3,92	4,21
Пропан	0,05	0,69	0,11	3,06	4,47
Изобутан	0,08	0,28	0,38	1,13	1,96
н-Бутан	0,04	0,14	0,02	1,63	2,67
Изопентан	0,01	0,02	0,06	0,59	1,20
н-Пентан	0,03	0,01	0,01	0,58	0,94
С ₆₊ высшие	1,05	0,05	0,97	0,40	0,68
Плотность, кг/м ³	0,84	0,70	0,72	0,84	0,89
Углекислый газ	10,60	0,53	0,04	0,98	0,06
Азот	1,05	0,79	0,09	1,49	0,17
Сероводород	отсутствует				

Состав и физико-химические свойства свободного газа были получены при отборе и исследовании поверхностных проб нефти, отобранных с устья добывающих скважин и газосепараторов. В таблице 4 представлен состав свободного газа.

Таблица 4 – Состав свободного газа

Наименование	Продуктивные пласты			
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-III-IV
Метан	91,46	95,30	98,70	90,30
Этан	0,11	0,22	0,70	2,70
Пропан	0,01	0,01	0,02	2,00
Изобутан	0,03	0,02	0,06	0,98
н-Бутан	0,01	0,01	0,04	1,16
Изопентан	0,02	0,01	0,02	0,53
н-Пентан	0,02	0,02	0,01	0,35
С ₆₊ высшие	0,01	0,01	0,20	0,72
Плотность, кг/м ³	0,71	-	0,71	0,78
Углекислый газ	0,28	0,57	0,04	0,30
Азот	7,38	3,75	0,20	0,96
Сероводород	отсутствует			

1.4. Запасы углеводородов месторождения

По величине извлекаемых запасов, Ванкорское нефтегазовое месторождение является уникальным. Запасы нефти, газа и газового конденсата, находящиеся на Государственном балансе представлены в таблице 5:

Таблица 5 – Запасы углеводородов Ванкорского месторождения

Наименование	Категория запасов			
	Геологические		Извлекаемые	
	BC ₁	C ₂	BC ₁	C ₂
Нефть, тыс. тонн	1 081 416	53 967	469 210	23 944
Растворенный газ, млн м ³	-	-	55 311	2 115
Конденсат, тыс. тонн	9 356	-	6 801	-
Газ газовой шапки, млн м ³	65 296	4 758	-	-
Свободный газ, млн м ³	47 191	423	-	-

Ванкорское нефтегазовое месторождение является многопластовым. Запасы углеводородов по пластам представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Запасы углеводородов по пластам

Наименование	Продуктивные пласты				
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Геологические запасы нефти, млн тонн	-	529	4,03	110,2	296,8
Извлекаемые запасы нефти, млн тонн	-	237,34	1,03	40,99	121,11
Геологические запасы свободного газа, млрд м ³	47,62	13,54	0,32	-	39,67

Процентное содержание запасов нефти по пластам представлено на рисунке 6.

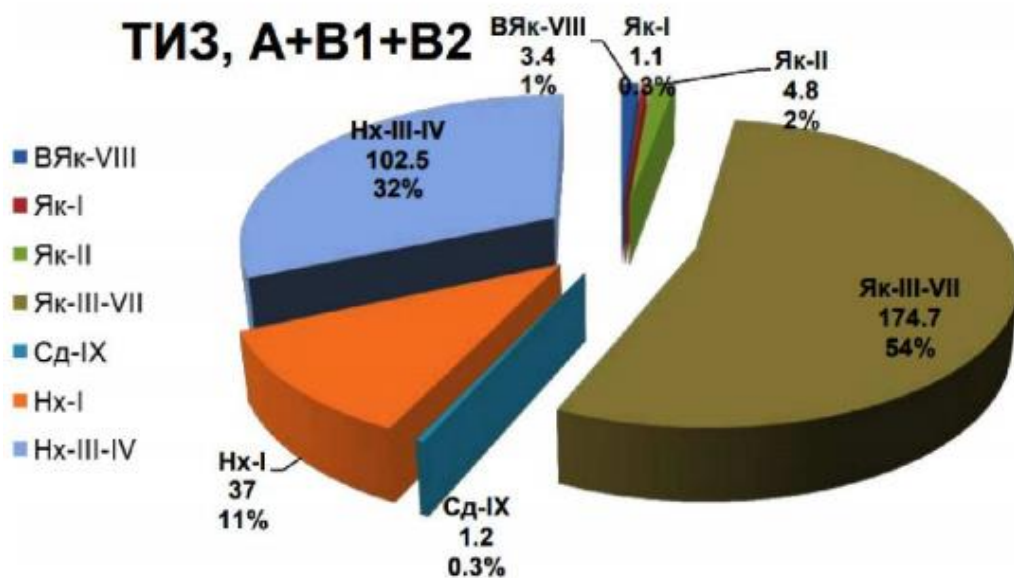
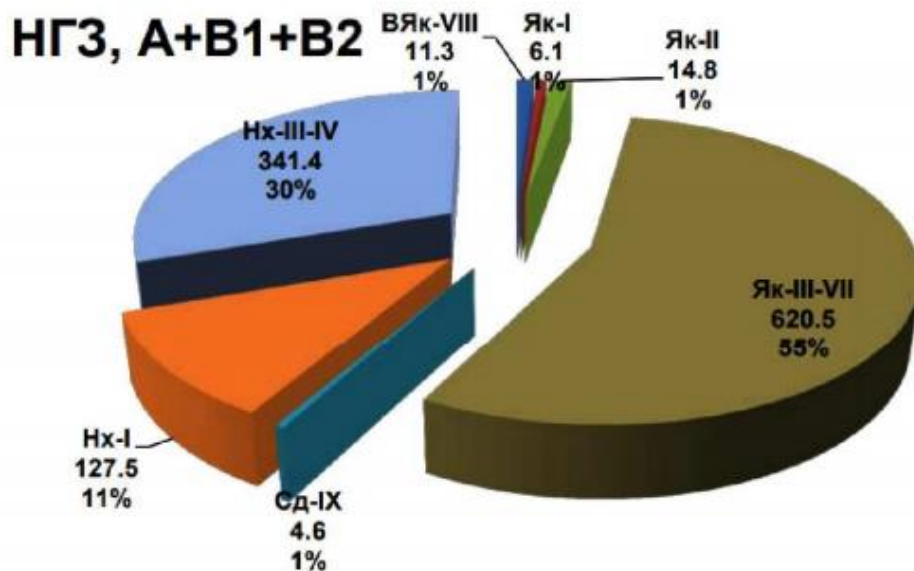


Рисунок 6 – Процентное содержание запасов нефти по пластам

В таблице 7 приведены коэффициенты извлечения нефти для продуктивных пластов, утвержденные Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых.

Таблица 7 – Утвержденные ГКЗ значения КИН по пластам

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
КИН	0,402	0,28	0,32	0,35

2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Анализ текущего состояния разработки объекта Як-III-VII

Разработка эксплуатационных объектов Ванкорского нефтегазового месторождения продолжается. Наиболее продуктивным является объект Як-III-VII, на долю которого приходится 54 % текущих извлекаемых запасов нефти.

Залежь Як-III-VII подстилается по всей площади подошвенной водой, а нефть имеет повышенную вязкость и залегает слоями мощностью 30 – 40 м. Для добычи такой нефти повышенной вязкости используются горизонтальные скважины, а для закачки рабочих агентов системы поддержания пластового давления – вертикальные нагнетательные скважины. Сетка скважин является равномерной, расстояние между рядами скважин и скважинами в рядах составляет 1 км [7].

Геолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта Як-III-VII представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Геолого-физическая характеристика пласта Як-III-VII

Параметры	Як-III	Як-III-VII
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	7,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	17,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,55	0,61
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	132	320
Начальная пластовая температура, °С	30,0	31,5
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	15,9
Вязкость нефти в пл. условиях, мПа·с	6,4	8,7
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,893	0,907
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,127	1,120
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,9	15,9
Газосодержание, м ³ /т	60,6	59,5

Объект Як-III-VII согласно классификации по величине проницаемости является хорошо проницаемым. Начальное пластовое давление равно давлению насыщения нефти газом. Во время промышленной разработки эксплуатационных объектов, пластовое давление снижается. В данном случае, пластовое давление снизится ниже давления насыщения и из нефти начнет выделяться из нефти растворенный газ. Нефть, залегающая в коллекторе Як-III согласно классификации по величине вязкости в пластовых условиях является маловязкой. По плотности в поверхностных условиях нефть является тяжелой и битуминозной.

Эксплуатационный объект Як-III-VII был запущен в промышленную эксплуатацию в 2009 году. Стартовый дебит нефти составил 468,4 тонн/сут, дебит жидкости составил 502,8 тонн/сут. За первый год эксплуатации было извлечено 2475,3 тыс. тонн нефти и 2657,6 тыс. тонн жидкости при обводненности продукции 6,86 %. Эксплуатационный фонд скважин состоял из 47 добывающих и 1 нагнетательной. Из 47 добывающих скважин 36 было оборудовано УЭЦН, остальные эксплуатировались фонтанным способом.

Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта Як-III-VII представлено в таблице 9 по состоянию на 01.01.2018 г.

Таблица 9 – Состояние разработки эксплуатационного объекта Як-III-VII

Показатели разработки объекта	План	Факт
Режим разработки	расширение ГШ, водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,448 / 0,165	0,448 / 0,165
Текущий отбор от НИЗ, %	36,9	37,1
Накопленная добыча нефти, млн тонн	102,25	102,68
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	-	-
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	12,27	12,70
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	55,51	57,77
Добыча газа за 2017 год, млн м ³	1354,01	2160,40
Закачка воды за 2017 год, млн м ³	54,38	53,95
Компенсация (накопленная / текущая), %	68,3 / 89,3	69,2 / 81,7
Средний дебит нефти, тонн/сут.	102,50	106,39
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	463,80	483,98

Продолжение таблицы 9

Средняя обводненность, %	77,91	78,01
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	328 / 90	327 / 94
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	3,64	3,48
Доля механизированного фонда, %	100	100
Доля действующего фонда с ГРП, %	0	0
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	148,0	218,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН
Типы заканчивания скважин	целевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

За время промышленной эксплуатации из объекта Як-III-VII было извлечено 102,68 млн тонн нефти, что соответствует плановому показателю. Доля текущих извлеченных запасов от начальных извлекаемых запасов составляет 38,8 %. Объект изначально разрабатывался в режиме газовой шапки, позже была введена в эксплуатацию система поддержания пластового давления, тем самым создам водонапорный режим разработки.

Дебит нефти составил 106,39 тонн/сут, дебит жидкости составил 483,98 тонн/сут. Средние дебиты нефти и жидкости превышают плановые показатели на 3,8 % и 4,35 % соответственно. Средняя обводненность продукции скважин составляет 78,01 %, что немного выше проектного значения. Компенсация отбора жидкости закачкой рабочего агента в пласт составила 69,2 %.

Фонд эксплуатационных скважин состоит из 327 добывающих и 94 нагнетательных. На одну нагнетательную скважину приходится 3,5 добывающих. Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН. ГРП для интенсификации притока не проводился на данный момент. Скважины по типу являются наклонно-направленными и горизонтальными.

На рисунке 7 представлена карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов, а на рисунке 8 представлена карта динамики изменения пластового давления.

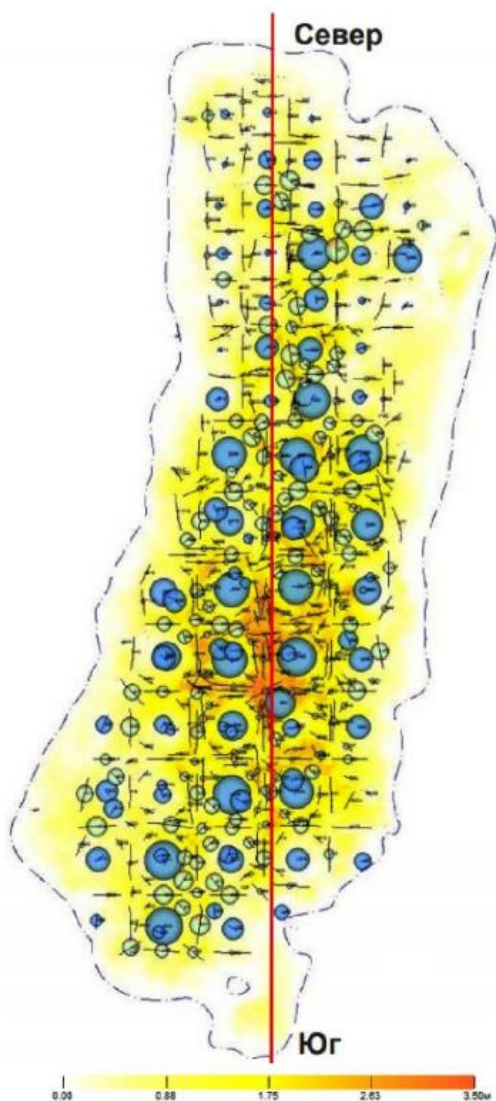


Рисунок 7 – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов нефти

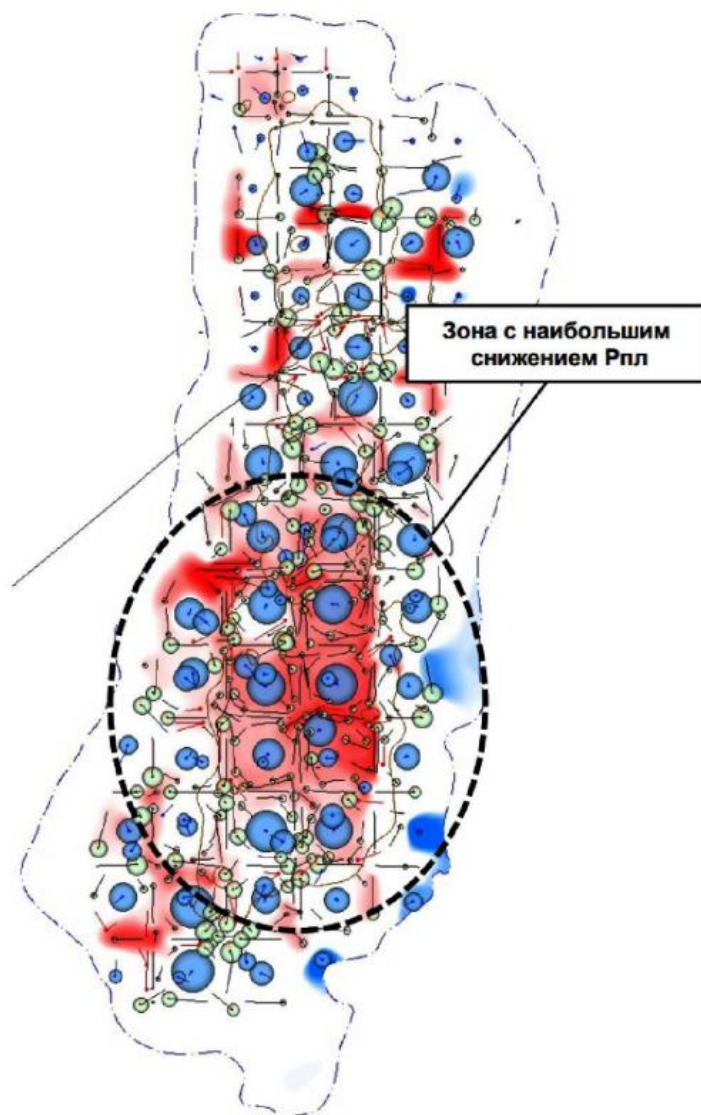


Рисунок 8 – Карта динамики пластового давления с начала разработки

Из-за достаточно позднего введения системы поддержания пластового давления, среднепластовые давления снизилось примерно на 31 атм. на эксплуатационном объекте Як-III-VII. В центральной зоне пласта наблюдается наибольшее падение пластового давления. Для компенсации снижения падения пластового давления в данной части закачка рабочего агента в пласт производилась с давлением закачки выше давления разрыва пласта, что вызвало появления трещин авто-ГРП и увеличение. Также для увеличения объемов закачки были пробурено 6 скважин-дублеров системы ППД.

На рисунке 9 представлены основные показатели энергетического состояния разработки эксплуатационного объекта Як-III-VII.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Як-III-VII приведены на рисунке 9.

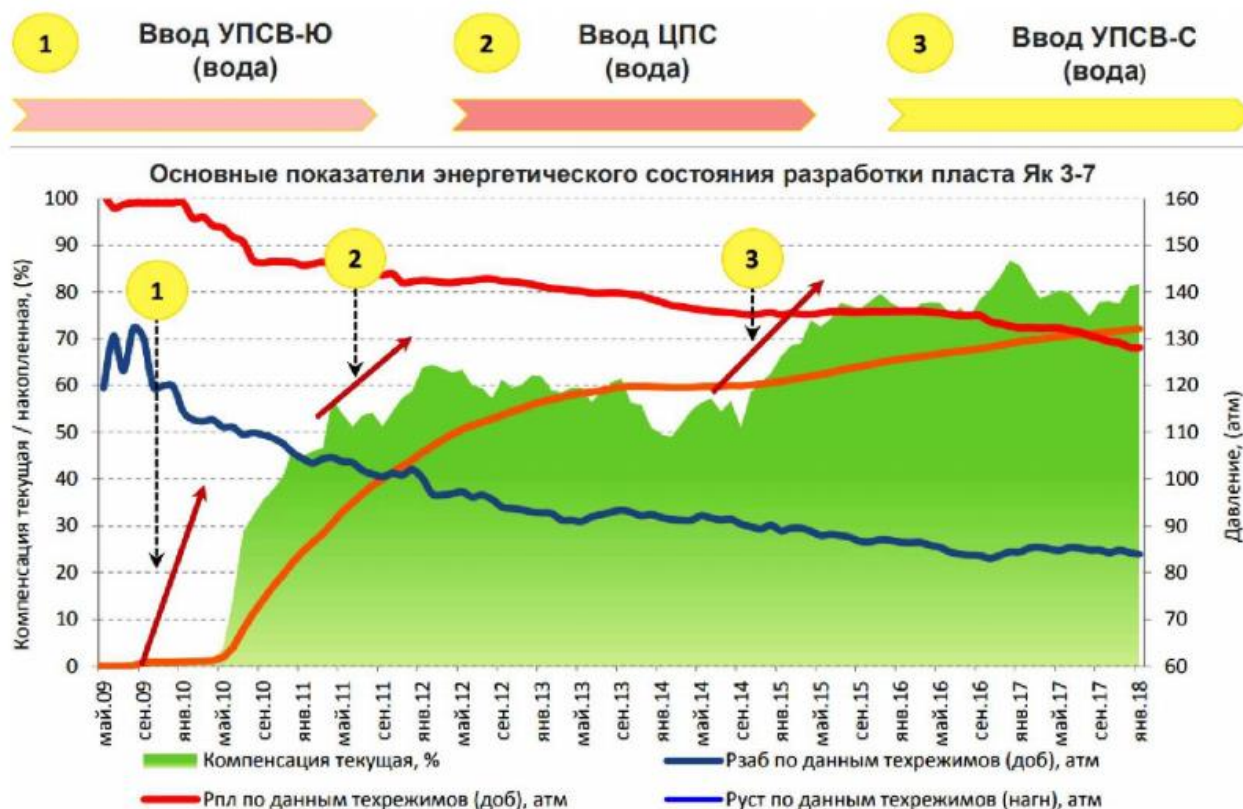


Рисунок 9 – Основные показатели энергетического состояния разработки объекта Як-III-VII

На рисунке 10 представлена динамика показателей разработки эксплуатационного объекта Як-III-VII.



Рисунок 10 – Динамика показателей разработки объекта Як-III-VII

Рост обводненности продукции добывающих скважин начался из-за введения системы поддержания пластового давления с 2012 года. Однако, рост обводненности снижается к 2014 году из-за ввода новых добывающих скважин в эксплуатацию. В следующие годы продолжает снижаться темп роста обводненности в результате продолжения бурения и ввода в промышленную эксплуатацию новых скважин. На добывающих скважинах были проведены регулировки отбора жидкости, а на нагнетательных – выравнивание профилей приемистости.

Эксплуатационный фонд скважин состоит из 421 скважины: 327 добывающих, причем все скважины оборудованы электроцентробежными насосами и 94 нагнетательных скважин. Фактические показатели разработки немного превышают проектные [9].

2.2. Анализ текущего состояния разработки объекта Нх-1

Общая геолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта Нх-1 приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Геолого-физическая характеристика пласта Нх-1

Параметры	Нх-1
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,48
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	3
Начальное пластовое давление, МПа	25,9
Вязкость нефти в пл. условиях, мПа·с	0,4
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,829
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,362
Давление насыщения нефти газом, МПа	23,9
Газосодержание, м ³ /т	171,2

Объект Нх-1 согласно классификации по величине проницаемости является слабопроницаемым. Начальное пластовое превышает давление насыщения на 2 МПа. Соответственно, сначала при разработке объекта, растворенный газ не будет выделяться из нефти в пластовых условиях, затем, когда пластовое давление снизится ниже давления насыщения, нефть начнет разгазироваться. Нефть, залегающая в коллекторе Нх-1 согласно классификации по величине вязкости в пластовых условиях является незначительной вязкости. По плотности в поверхностных условиях нефть является особо легкой.

Эксплуатационный объект Нх-1 был запущен в промышленную эксплуатацию в 2009 году. Стартовый дебит нефти составил 362,1 тонн/сут, дебит жидкости составил 363,1 тонн/сут. За первый год эксплуатации было извлечено 54,2 тыс. тонн нефти и 54,3 тыс. тонн жидкости при обводненности продукции 0,2 %. Эксплуатационный фонд скважин состоял из 47 добывающих

и 1 нагнетательной. 36 было оборудовано УЭЦН, остальные эксплуатировались фонтанным способом.

Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта Нх-І представлено в таблице 11 по состоянию на 01.01.2018 г.

Таблица 11 – Состояние разработки эксплуатационного объекта Нх-І

Показатели разработки объекта	План	Факт
Режим разработки	Водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,372 / 0,083	. 0,372 / 0,083
Текущий отбор от НИЗ, %	22,31	22,17
Накопленная добыча нефти, млн тонн	10,61	10,53
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	-	-
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	1,56	1,48
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	4,72	4,78
Добыча газа за 2017 год, млн м ³	258,30	164,91
Закачка воды за 2017 год, млн м ³	6,73	5,89
Компенсация (накопленная / текущая), %	81,3 / 115,3	58,2 / 110,2
Средний дебит нефти, тонн/сут.	61,80	58,70
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	186,61	189,62
Средняя обводненность, %	66,90	69,00
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	70 / 40	69 / 40
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	1,75	1,73
Доля механизированного фонда, %	100	100
Доля действующего фонда с ГРП, %	7,1	7,2
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	0,0	0,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН
Типы заканчивания скважин	щелевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

За время промышленной эксплуатации из объекта Як-III-VII было извлечено 10,53 млн тонн нефти, что немного ниже планового показателя. Доля текущих извлеченных запасов от начальных извлекаемых запасов составляет

22,3 %. Объект разрабатывается в водонапорном режиме с применением системы поддержания пластового давления.

Дебит нефти составил 58,7 тонн/сут, дебит жидкости составил 189,62 тонн/сут. Средние дебит нефти ниже плановых показателей на 5 %, а дебит жидкости выше на 1,6 %. Средняя обводненность продукции скважин составляет 69 %, что выше проектного значения на 2,1 %. Компенсация отбора жидкости закачкой рабочего агента в пласт составила 58,2 %.

Фонд эксплуатационных скважин состоит из 69 добывающих и 40 нагнетательных. На одну нагнетательную скважину приходится 1,7 добывающих. Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН. ГРП для интенсификации притока было проведено на 7,2 % скважин. Скважины по типу являются наклонно-направленными и горизонтальными.

На рисунке 11 представлена карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов, а на рисунке 12 представлена карта динамики изменения пластового давления.

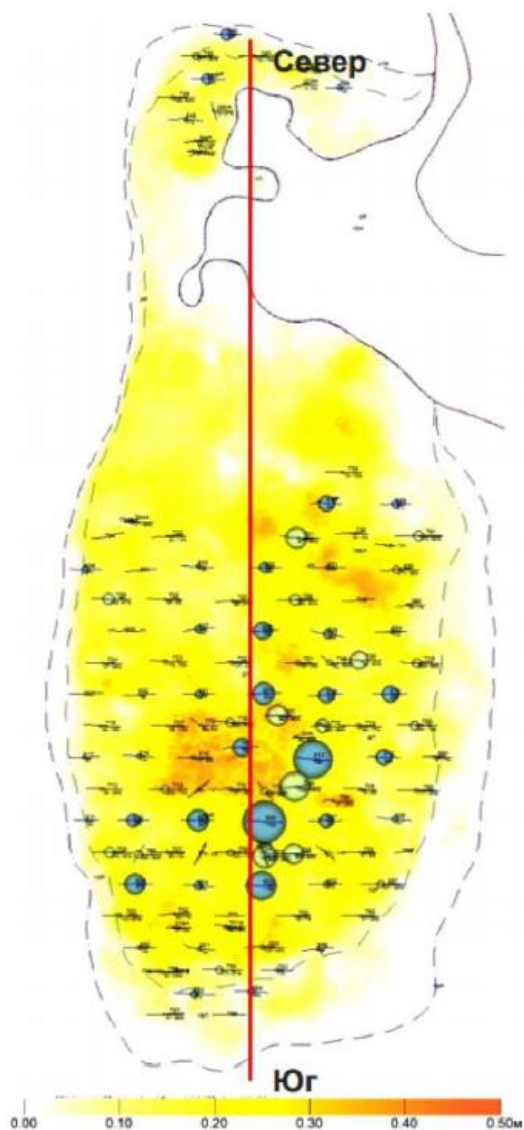


Рисунок 11 – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов

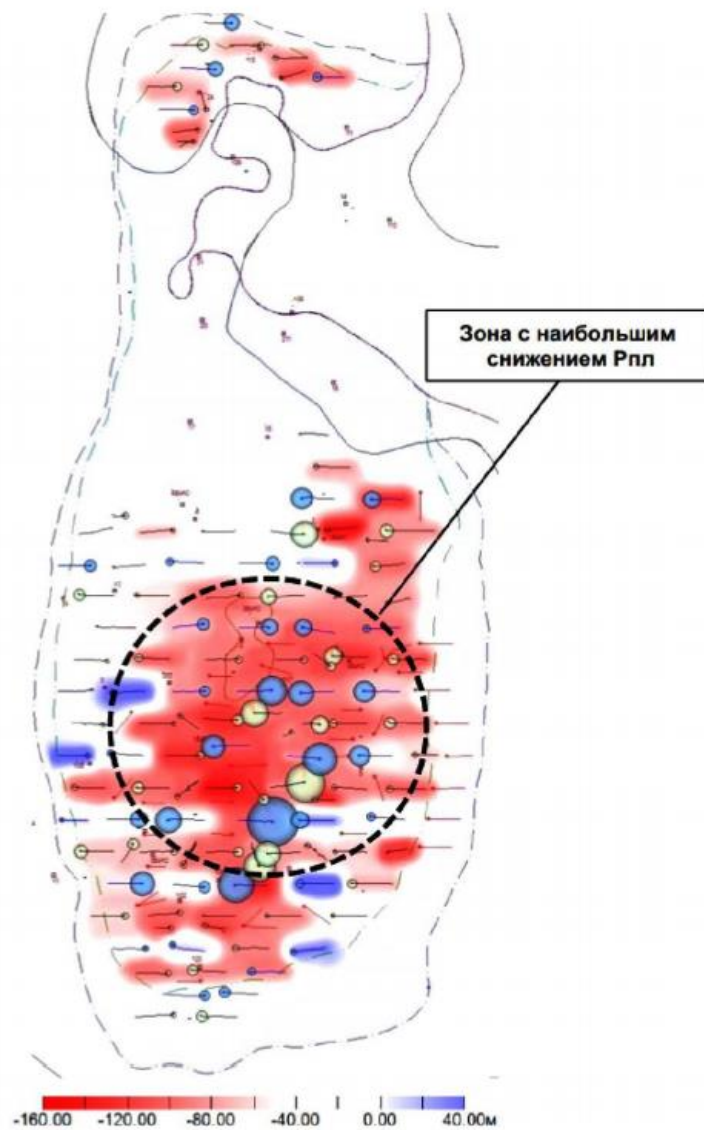


Рисунок 12 – Карта динамики пластового давления с начала разработки

На данный момент, система поддержания пластового давления введена в эксплуатацию в полном объеме. Однако, данная система была введена достаточно поздно, что привело к снижению пластового давления на 8 МПа. Текущая компенсация отборов жидкости превышает накопленную добычу жидкости на 10 %. На многих добывающих скважинах наблюдался прорыв закачиваемой воды по более проницаемым пропласткам, в результате чего объем закачки рабочего агента в пласт был уменьшен. Это привело к снижению темпа

роста обводненности продукции добывающих скважин. Также увеличение темпов обводненности было связано с увеличением объемов добычи жидкости.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-1 приведены на рисунке 13.



Рисунок 13 – Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-1

На рисунке 14 представлена динамика показателей разработки эксплуатационного объекта Нх-1.



Рисунок 14 – Динамика показателей разработки объекта Нх-1

Рост обводненности продукции добывающих скважин начался из-за увеличения объемов закачки с помощью системы поддержания пластового давления с 2014 года. В 2016 году наблюдается рост обводненности из-за увеличения объема отборов жидкости. Благодаря снижению объемов закачки рабочих агентов в пласт в 2017 году удалось снизить рост темпа обводненности добываемой продукции.

Эксплуатационный фонд скважин состоит из 109 скважины: 69 добывающих, причем все скважины оборудованы электроцентробежными насосами [9]. Фактические показатели разработки по добыче нефти отстают от проектных, однако показатели разработки по добыче жидкости и обводненности превышают проектные.

2.3. Анализ текущего состояния разработки объекта Нх-III-IV

Общая геолого-физическая характеристика пласта Нх-III-IV приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Геолого-физическая характеристика пласта Нх-III-IV

Параметры	Нх-III-IV
Средняя газонасыщенная толщина, м	14,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,54
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	12
Начальное пластовое давление, МПа	27,3
Вязкость нефти в пл. условиях, мПа·с	0,6
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,843
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,88
Давление насыщения нефти газом, МПа	26,3
Газосодержание, м ³ /т	184,5

Объект Нх-III-IV согласно классификации по величине проницаемости является средне проницаемым. Начальное пластовое превышает давление насыщения на 1 МПа. Соответственно, сначала при разработке объекта, растворенный газ не будет выделяться из нефти в пластовых условиях, затем, когда пластовое давление снизится ниже давления насыщения, нефть начнет разгазироваться. Нефть, залегающая в коллекторе Нх-III-IV согласно классификации по величине вязкости в пластовых условиях является незначительной вязкости. По плотности в поверхностных условиях нефть является легкой.

Эксплуатационный объект Нх-III-IV был запущен в промышленную эксплуатацию в 2009 году. Стартовый средний дебит нефти составил 363 тонн/сут, средний дебит жидкости составил 372,7 тонн/сут. За первый год эксплуатации было добыто 1110,7 тыс. тонн нефти и 1140,4 тыс. тонн жидкости

при обводненности продукции 2,6 %. Фонд скважин состоял из 24 добывающих и 2 нагнетательной. Все добывающие скважины эксплуатировались фонтанным способом.

Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта Нх-III-IV представлено в таблице 13 по состоянию на 01.01.2018 г.

Таблица 13 – Состояние разработки эксплуатационного объекта Нх-III-IV

Показатели разработки объекта	План	Факт
Режим разработки	газонапорный, водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,408 / 0,110	0,408 / 0,118
Текущий отбор от НИЗ, %	27,21	28,88
Накопленная добыча нефти, млн тонн	41,29	40,19
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	3,62	3,60
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	4,51	3,41
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	11,28	9,40
Добыча газа за 2017 год, млн м ³	5207,10	4644,08
Закачка воды за 2017 год, млн м ³	11,08	11,91
Компенсация (накопленная / текущая), %	29,2 / 36,0	52,6 / 38,6
Средний дебит нефти, тонн/сут.	106,9	100,6
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	314,9	276,9
Средняя обводненность, %	66,0	70,8
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	99 / 32	93 / 40
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	3,09	2,33
Доля механизированного фонда, %	100	89
Доля действующего фонда с ГРП, %	0	0
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	105,9	213,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН, ФОН
Типы заканчивания скважин	щелевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

За время промышленной эксплуатации из объекта Нх-III-IV было извлечено 40,19 млн тонн нефти, что ниже планового показателя на 1,1 млн т.

Доля текущих извлеченных запасов от начальных извлекаемых запасов составляет 28,9 %. Объект разрабатывается в газонапорном режиме за счет наличия большой газовой шапки и в водонапорном режиме с применением системы поддержания пластового давления.

Дебит нефти составил 100,6 тонн/сут, дебит жидкости составил 276,9 тонн/сут. Средние дебит нефти и жидкости ниже плановых показателей на 6 % и 12 % соответственно. Средняя обводненность продукции скважин составляет 70,8 %, что выше проектного значения на 4,8 %. Компенсация отбора жидкости закачкой рабочего агента в пласт составила 52,6 %.

Фонд эксплуатационных скважин состоит из 93 добывающих и 40 нагнетательных. На одну нагнетательную скважину приходится 2,3 добывающих. Большинство добывающих скважины оборудовано УЭЦН. ГРП для интенсификации притока не проводился. Скважины по типу являются наклонно-направленными и горизонтальными.

На рисунке 15 представлена карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов, а на рисунке 16 представлена карта динамики изменения пластового давления.

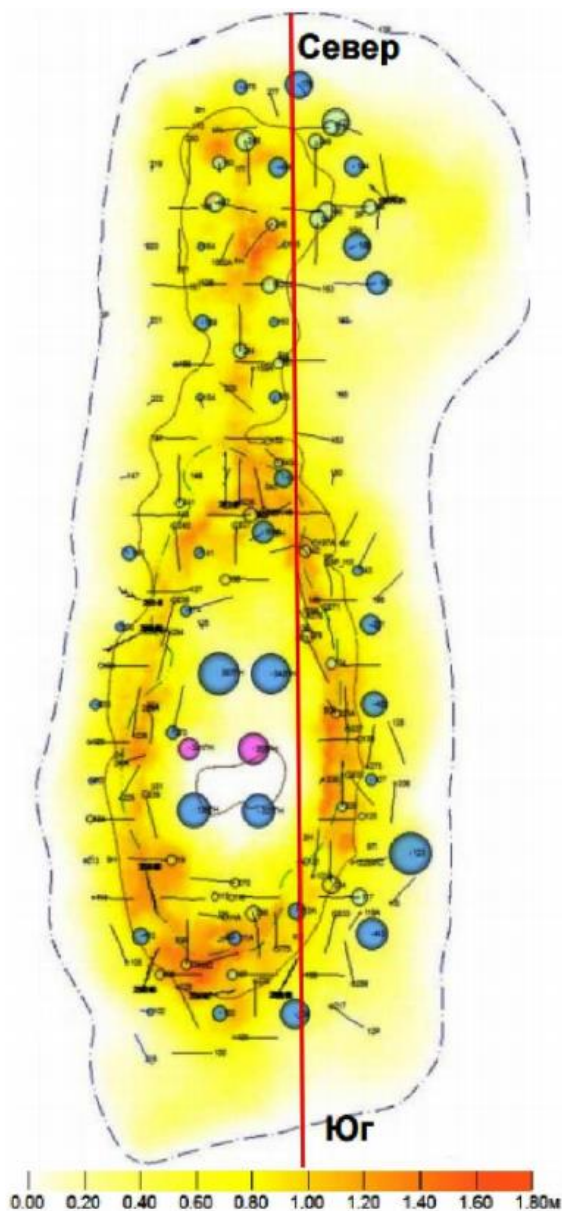


Рисунок 15 – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов

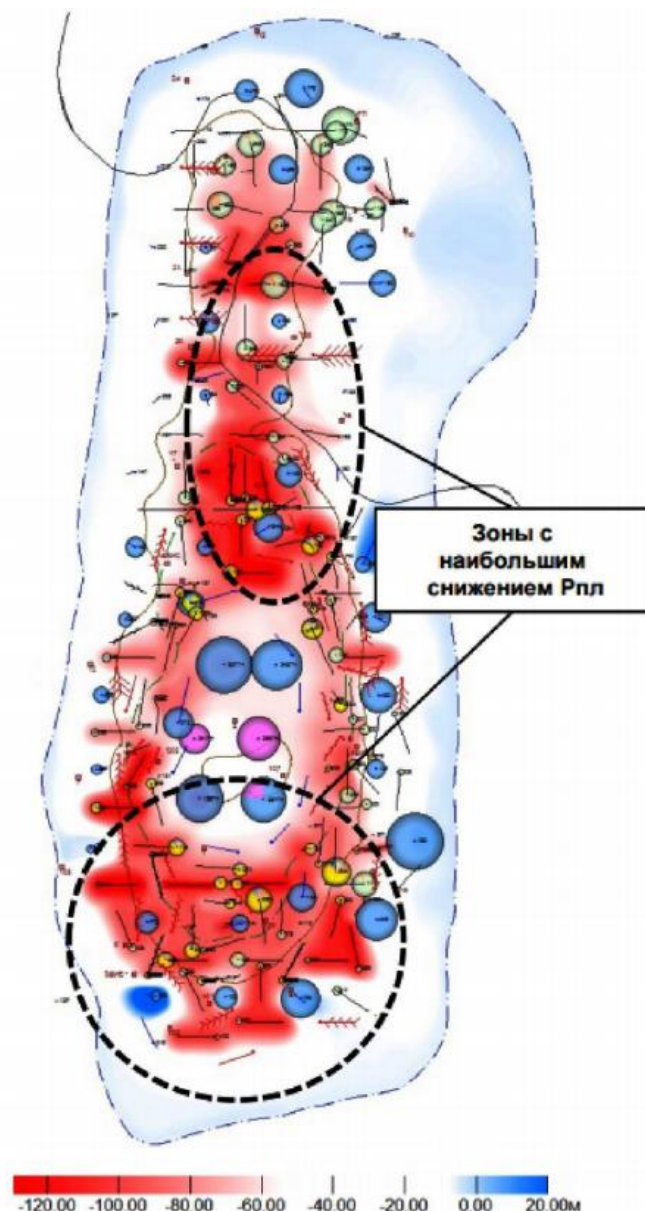


Рисунок 16 – Карта динамики пластового давления с начала разработки

В данный момент существуют две области наибольшего падения пластового давления: в южной и северной части объекта. Данные области входят в «суперколлектор», обладающий очень высокими значениями проницаемости. Падения пластового давления в южной части составило 25 МПа, а в северной – 24 МПа до введения в эксплуатацию системы поддержания пластового давления.

В 2013 году была введена система ППД, содержащая не только закачку жидкости, но и закачку газа в газовую шапку для поддержания пластового

давления. Сейчас применяется технология водогазового воздействия для более эффективного вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

За счет наличия мощной газовой шапки, активной закачки газа, а также падения пластового давления ниже давления насыщения наблюдается высокий газовый фактор, из-за воздействия которого снижается эффективность работы добывающих скважин и снижается объем отборов жидкости северной и южной частях залежи.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-III-IV приведены на рисунке 17.

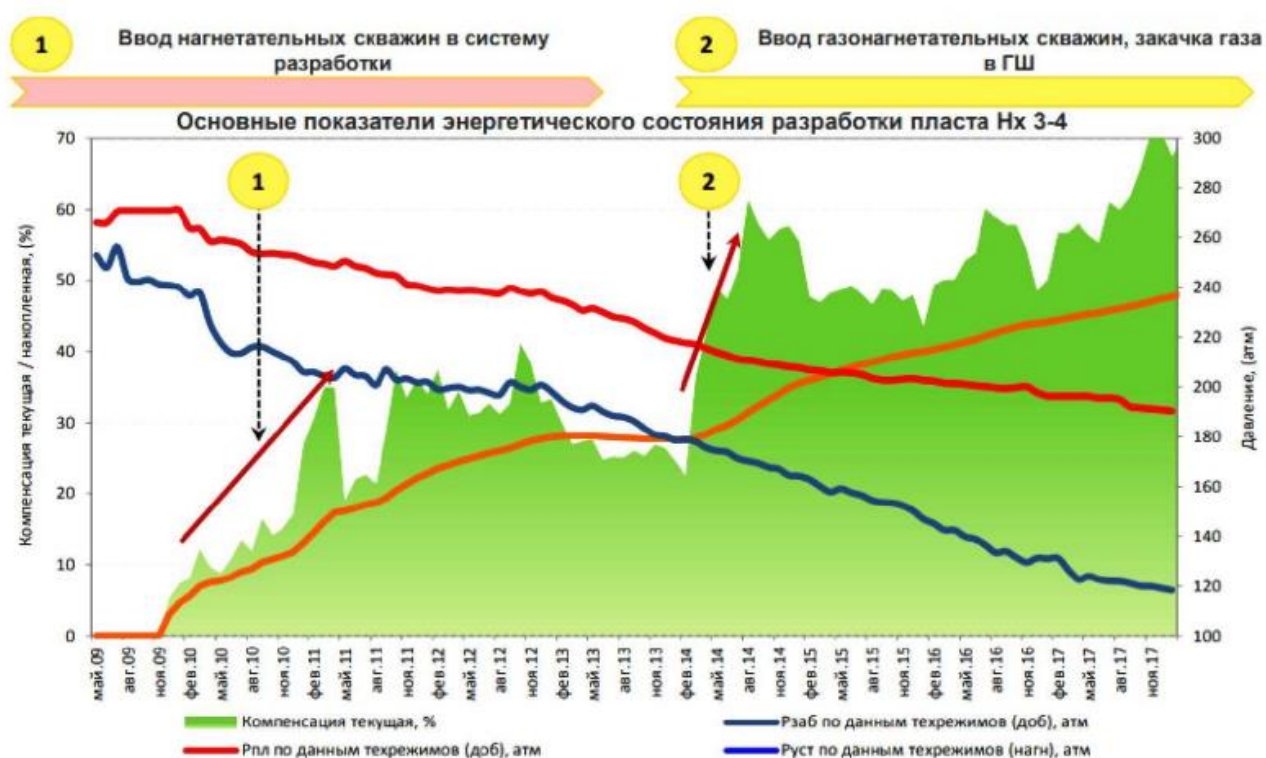


Рисунок 17 – Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-III-IV

На рисунке 18 представлена динамика показателей разработки эксплуатационного объекта Нх-III-IV.



Рисунок 18 – Основные показатели разработки объекта Нх-III-IV

В процессе разработки объекта, наблюдается увеличение обводненности продукции с 2013 года, обусловленное увеличением отборов жидкости. Затем, через 2 года, наблюдается увеличение темпов роста обводненности за счет прорыва закачиваемой жидкости к забоям добывающих скважин через «суперколлектор». Снижение объемов закачки не повлияло на рост темпа обводненности

Эксплуатационный фонд скважин состоит из 133 скважины: 93 добывающих, большинство скважин оборудовано электроцентробежными насосами. Фактические показатели разработки по добыче нефти и жидкости отстают от проектных, однако значение обводненности превышает проектное.

Эксплуатационный объект Як-III-VII является наиболее выработанным, несмотря на это, имеет наибольший потенциал для дальнейшей разработки. Текущие показатели разработки по добыче нефти и жидкости превышают проектные на 3,8 % и 4,35 % соответственно. Фонд эксплуатационных скважин

состоит из 421 скважины: 327 добывающих и 94 нагнетательных. Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН. ГРП не проводилось. Текущие работы по увеличению эффективности разработки объекта направлены на уплотняющие бурение, перераспределение фильтрационных потоков и ограничение водопритока.

Эксплуатационный объект Нх-I содержит значительную долю запасов (около 45 %) в плохопроницаемой части в южной части объекта. На текущий момент, данная часть запасов не включена в разработку. Для разработки южной части объекта необходимо создание новой сетки скважин. Разработка северной части объекта сопровождается уплотняющим бурением. Текущие показатели разработки по добыче нефти отстают от проектных на 5 %, а по жидкости превышают проектные на 1,6 %. Фонд эксплуатационных скважин состоит из 109 скважины: 69 добывающих и 40 нагнетательных. Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН. ГРП проводилось на 7,2 % скважин.

Эксплуатационный объект Нх-III-IV содержит в южной и северной части «суперколлектор», в котором наблюдается преждевременный прорыв закачиваемой жидкости к забоям добывающих скважин и наиболее падение пластового давления с начала промышленной разработки объекта. Данный объект содержит наибольшие текущие извлекаемые запасы. Однако, эти запасы находятся в плохопроницаемой части объекта и не включены в разработку. Для включения их в разработку необходимо создание новой сетки скважин системы поддержания пластового давления. Текущие показатели разработки по добыче нефти отстают от проектных на 1.1 млн тонн. Фонд эксплуатационных скважин состоит из 133 скважины: 93 добывающих и 40 нагнетательных [9]. Большинство добывающих скважин оборудован УЭЦН. ГРП не проводилось.

Эксплуатационные объекты Нх-I и Нх-III-IV совпадают по условиям залегания, коллекторским свойствам, физико-химическим свойствам пластовых флюидов. Поэтому, данные объекты можно разрабатывать совместно и они разрабатываются одной сеткой скважин.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Промышленная разработка Ванкорского нефтегазового месторождения началась в 2009 году. Динамика основных показателей разработки за первые пять лет представлена на рисунке 19.

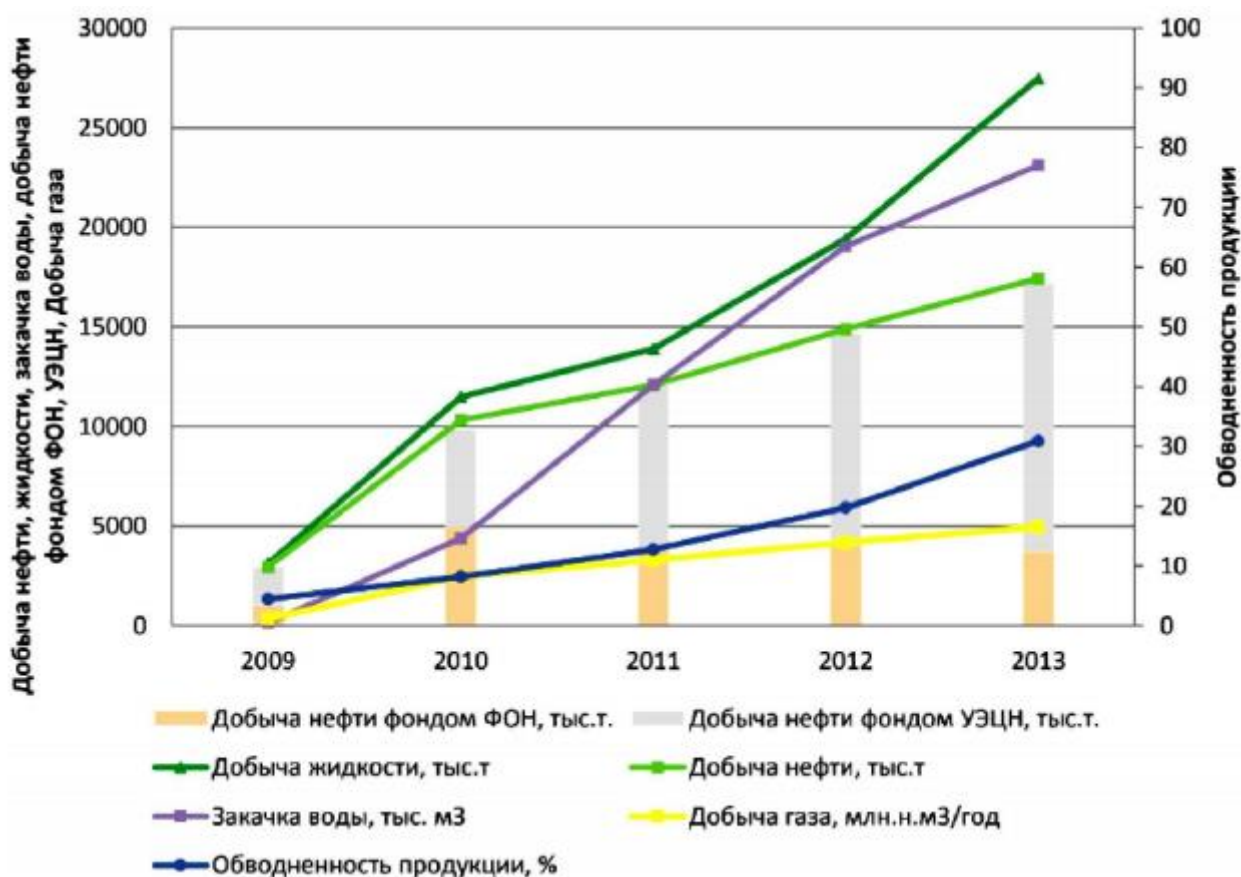


Рисунок 19 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения за первые пять лет

В первый год промышленной разработки добыча нефти и добыча жидкости были равны, но уже со второго года начался рост обводненности добываемой продукции из-за высокой степени неоднородности продуктивных пластов и форсированными отборами, в результате которых вода прорвалась к забоям добывающих скважин. Затем началась активная закачка рабочего агента в пласт по системе поддержания пластового давления, в результате чего также образовались очаги прорыва закачиваемой воды к забоям добывающих скважин по более проницаемым пропласткам. На начальном этапе разработки, многие

добывающие скважины эксплуатировались фонтанным способом, позже, практически все добывающие скважины были оборудованы УЭЦН [6].

Основные показатели разработки Ванкорского нефтегазового месторождения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Основные показатели разработки Ванкорского нефтегазового месторождения по состоянию на 01.01.2018 г

Накопленная добыча нефти и конденсата, млн тонн	153,4
Текущие извлекаемые запасы нефти, млн тонн	324,7
Текущие извлекаемые запасы газового конденсата, млн тонн	2,2
Пиковая добыча нефти и конденсата, млн тонн	22 (в т.ч. 0,49 млн тонн ГК)
Текущая добыча нефти и конденсата, млн тонн	17,6 (в т.ч. 0,67 млн тонн ГК)
Текущий КИН	0,133
Текущая обводненность, %	76,4
Отбор от НИЗ / отбор от вовлеченных запасов, %	32/32
Средний дебит нефти, тонн/сут.	105
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	446

Эксплуатационный фонд скважин Ванкорского месторождения содержит 726 скважин: 494 добывающие, 156 нагнетательных и 76 водозаборных. За первые десять лет промышленной разработки месторождения было добыто 153,4 млн тонн нефти и газового конденсата, что составляет 32 % от начальных извлекаемых запасов, а текущий КИН составляет 13,3 %.

Текущая добыча нефти и газового конденсата составляет 17,6 млн тонн/год, а пиковая добыча нефти и газового конденсата составила 22 млн тонн/год. Снижение уровня годовой добычи обусловлено ежегодным ростом обводненности продукции добывающих скважин, а также снижением отборов жидкости и закачки рабочих агентов в пласт с целью снижения темпов роста обводненности продукции добывающих скважин за счет преждевременного прорыва пластовой воды к забоям добывающих скважин. Текущая

обводненность составляет 76,4 %. В среднем, дебит нефти одной добывающей скважины составляет 105 тонн/сут. а дебит жидкости 446 – тонн/сут [9].

При текущем уровне добычи, запасов нефти и газового конденсата достаточно еще на 18,5 лет эксплуатации, но, несомненно, уровень добычи будет снижаться ежегодно, эксплуатация месторождения продолжится более длительный период.

Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения показана на рисунке 20.



Рисунок 20 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

На текущий момент, Ванкорское нефтегазовое месторождение находится на третьей стадии разработки. Первая стадия разработки продолжалась до 2012 года, когда продолжалось активное эксплуатационное бурение основного фонда скважин. Стартовые дебиты скважин, отбиравших практически безводную нефть, были высокими, что привело к увеличению конечного проектного коэффициента извлечения нефти с 40,6 % до 43,6 %.

В 2012 году месторождение перешло на вторую стадию разработки, когда основной эксплуатационный фонд скважин был пробурен и была полностью введена система ППД в эксплуатацию. Вторая стадия разработки продолжалась всего лишь три года. За это время были достигнут пиковый уровень добычи нефти и газового конденсата, составивший 22 млн тонн/год, однако затем началось плавное снижение уровня добычи нефти и газового конденсата за счет резкого роста обводненности продукции добывающих скважин, несмотря на форсированный отборы жидкости. Резкий рост обводненности объясняется преждевременным прорывом пластовой воды по более проницаем пропласткам

к забоям добывающих скважин и форсированным отборам жидкости. Конечный проектный КИН был снижен до 43,4 %.

В 2015 году месторождение перешло на третью стадию разработки. Характерной особенностью данной стадии является рост обводненности продукции добывающих скважин и снижении уровней добычи нефти и газового конденсата при увеличении отборов жидкости. Наибольшая опережающую обводненность наблюдается у эксплуатационных объектов Як-III-VII и Нх-III-IV.

Причинами роста обводненности является ряд осложняющих факторов: наличие высокопроницаемых пропластков на объекте Як-III-VII; на одну нагнетательную скважину приходится более трех добывающих (интенсивность системы заводнения менее 1/3); наличие «суперколлектора» на участке объекта Нх-III-IV, а также наличие плохопроницаемых участков на объектах Нх-I и Нх-III, не вовлеченных в разработку на данный момент.

Для снижения роста темпа обводненности были снижены объемы закачки и отборов жидкости, проводились ремонтно-изоляционные работы и выравнивание профилей приемистости. К 2018 году конечный КИН был снижен до 42,5 %.

На данный момент, дальнейшая стратегия разработки месторождения предполагает: проведение дополнительного уплотняющего бурения скважин; включения в разработку плохопроницаемых участков эксплуатационных объектов Нх-I и Нх-III; проведение ремонтно-изоляционных работ для снижения обводненности продукции скважин и выравнивание профилей притока нагнетательных скважин; применение водогазового воздействия как метода увеличения нефтеотдачи.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Тарасову Николаю Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Для разработки проекта потребуются следующие ресурсы: - материально-технические ресурсы (цены на материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнитель проекта). Средняя стоимость выполнения работы – 1753,6 тыс. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологи.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График чувствительности NPV

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Тарасов Николай Сергеевич		31.03.2021

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

На рассматриваемом участке месторождения для интенсификации добычи нефти были выдвинуты рекомендации о проведении гидравлического разрыва пласта в 29 добывающих скважинах. Проведение ГРП позволяет создать высокопроницаемые каналы в пласте, в результате чего увеличивается приток пластового флюида к забоям добывающих скважин, тем самым увеличивается добыча нефти продуктивность скважин.

Затраты на реализацию инновационного мероприятия включают в себя оплату программного обеспечения для моделирования скважинных операций, использование техники и материалов, оплата труда группы исполнителей и отчисления во внебюджетные фонды [10]. Исходные данные для расчета приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значение
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного инновационного мероприятия.	тыс.руб.	1753,6
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия	т/сут	13,3
4	Кол-во скважин, на которых проводится инновационное мероприятие	ед	29,0
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,8
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,97
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	3087,5
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	63,0
10	Ставка дисконта	%	15,0
11	Цена одной тонны нефти	руб	23961,5
12	Среднесписочная численность ППП	чел	5519,2
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	8470,0
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	12836,9

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N,$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 13,3 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 29 = 136557,1 \text{ тыс. т/год}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ППП}},$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб. (необходимо найти цену нефти в интернете. Здесь привести дату, на которую рассчитана цена и скриншот источника. Если цена не в рублях/тонну, привести расчет перевода цены в руб/т);

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\Delta ПТ = 136557,1 \cdot 23,961,5 / 5519,2 = 592860 \text{ руб/чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{\Phi_{онф}},$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{онф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = 136557,1 \cdot 23961,5 / 8470 = 0,3863 \text{ млн руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right),$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{y/пер}}{100}$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{y/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 12836,9 \cdot 1000 \cdot 3087,5 \cdot (100 - 63) / 100 = 1,466 \cdot 10^{10} \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta C = 1,466 \cdot 10^{10} \cdot (1 / 12836,9 - 1 / (12836,9 + 136557,1)) = 12,0245 \text{ руб / тон.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta P_{pn} = \Delta Q_p \cdot (C_n - (C - \Delta C)),$$

где ΔP_{pn} – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

ΔQ_p – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta P_{pn} = 136557,085 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 29 = 2852134624 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta P_{ч} = \Delta P_{pn} - H_{np},$$

где H_{np} – величина налога на прибыль, руб. (ее значение необходимо найти в нормативных документах на 2018. В этом пункте представить ссылку на нормативный документ)

$$\Delta P_{ч} = (2852134624 - 0,2 \cdot 2852134624) / 1000 = 2281708 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 16,71 тыс. руб.

4.2. Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_t).

Объём дополнительно добытой нефти – 136551 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_s \cdot N,$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_n)$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_n)$$

$$\Delta Q_2 = 2,66 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 29 = 27311,4 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_3 = 0,532 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 29 = 5462,3 \text{ т/год}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n,$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 136551 \cdot 23961,5 = 3272112592 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_2 = 27311,4 \cdot 23961,5 = 654422518,4 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_3 = 5462,3 \cdot 23961,5 = 130884503,7 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}},$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

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

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{y/\text{неп}} / 100,$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{y/\text{неп}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 136551 \cdot 3087,5 \cdot 63 / 100 = 265620600 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 27311,4 \cdot 3087,5 \cdot 63 / 100 = 53124120 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 5462,3 \cdot 3087,5 \cdot 63 / 100 = 10624824 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} \cdot N_{\text{скв}},$$

где $C_{\text{ИМ}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1753,6 \cdot 29 \cdot 1000 = 50854400 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t-й год составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 265620600 + 50854400 = 316475000 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 53124120 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 10624824 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t,$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = 3272112592 - 316475000 = 2955637592 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{н/обл 2} = 654422518,4 - 53124120 = 601298398,5 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{н/обл 3} = 130884503,7 - 10624824 = 120259679,7 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{np t} = \Delta\Pi_{н/обл t} \cdot N_{np} / 100,$$

где N_{np} – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta H_{np 1} = 2955637592 \cdot 20 / 100 = 591127518,5 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{np 2} = 601298398,5 \cdot 20 / 100 = 120259679,7 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{np 3} = 120259679,7 \cdot 20 / 100 = 24051935,94 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{н/обл t} - H_t.$$

$$\Delta ДП_1 = 2955637592 - 591127518,5 = 2364510074 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 601298398,5 - 120259679,7 = 481038718,8 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 120259679,7 - 24051935,94 = 96207743,75 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t.$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2364510074 \text{ руб.}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 481038718,8 \text{ руб.}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 96207743,75 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t,$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2364510074 \text{ руб.}$$

$$НПДН_{1-2} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 2364510074 + 481038718,8 = 2845548793 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} НПДН_{1-3} &= \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 = 2364510074 + 481038718,8 + 96207743,75 = \\ &= 2941756536 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \Delta ДП_t / (1 + i)^t,$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = 2364510074 / (1 + 0,15) = 2056095716 \text{ руб.}$$

$$ДПДН_2 = 481038718,8 / (1 + 0,15) = 363734380,9 \text{ руб.}$$

$$ДПДН_3 = 96207743,75 / (1 + 0,15) = 63258153,2 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t,$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 2056095716 \text{ руб.}$$

$$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 2056095716 + 363734380,9 = 2419830097 \text{ руб.}$$

$$ЧТС_3 = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 = 2056095716 + 363734380,9 + 63258153,2 = 2483088250 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели		1 год	2 год	3 год
Среднесуточный прирост дебита одной скважины	D_q , т/сут	13,3	2,66	0,532
Объем дополнительно добытой нефти	$DQ_{(q)}$, т/год	136557,085	27311,417	5462,2834
Прирост выручки от реализации за t-й год	DB_t , руб.	3272112592	654422518,4	130884503,7
Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году	$DZ_{дон t}$, руб.	265620600	53124119,99	10624824
Затраты на проведение мероприятия	$Z_{мер}$ руб.	50854400		
Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год)	ΔZ_t тыс. руб.	316475000	53124119,99	10624824
Налогооблагаемая прибыль за t-й год	$ДП_{н/обл t}$, тыс. руб.	2955637592	601298398,5	120259679,7
Налог на прибыль	$\Delta H_{пр t}$, тыс. руб.	591127518,5	120259679,7	24051935,94
Денежный поток	$ДДП_t$ тыс. руб.	2364510074	481038718,8	96207743,75
Поток денежной наличности	$ПДН_t$, тыс. руб.	2364510074	481038718,8	96207743,75
Накопленный поток денежной наличности	$НПДН_t$ тыс. руб.	2364510074	2845548793	2941756536
Дисконтированный поток денежной наличности	$ДПДН_t$ тыс. руб.	2056095716	363734380,9	63258153,2

4.3. Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура, исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие показатели проекта, получила название анализа устойчивости проекта [11]. Он сводится к следующему:

1) В качестве переменной выбирается один из численных показателей, все остальные считаются постоянными и имеют некоторые заданные значения (проектные);

2) Выбирается разумный диапазон возможных колебаний изменений;

3) Для крайних значений этого диапазона и для проектируемого значения переменной рассчитываются все важнейшие показатели оценки проекта (например, *IRR*, *NPV*, период окупаемости) и таким образом определяется влияние на них выбранной переменной.

Выбираем параметр «Снижение объёма добычи нефти на 20%» и в таблице уменьшаем строку «Прирост добычи нефти, тыс. тонн» на 20 % за все три года. Пересчитываем снова все показатели и заносим в таблицу 17 измененное значение ЧТС. Находим разницу между изменённым значением ЧТС и базисным.

Таблица 17 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	2168170397	1728264652	-439905745	20,29	1,0145	1

Продолжение таблицы 17

Увеличение капитальных вложений на 20%	2168170397	2161898731	-6271666	0,29	0,0145	3
Увеличение текущих затрат на 20%	2168170397	2124156454	-44013943	2,03	0,1015	2
	-20%	0	20%			
Объем добычи	-1,0145	0	1,0145			
Капитальные затраты	-0,0145	0	0,0145			
Эксплуатационные затраты	-0,1015	0	0,1015			

Получающиеся данные можно использовать для построения «паукообразных» (лучевых) диаграмм (рисунок 1). На них серия графиков показывает, как изменяются одни (зависимые) параметры финансово-экономической оценки при изменении одного из независимых показателей проекта.

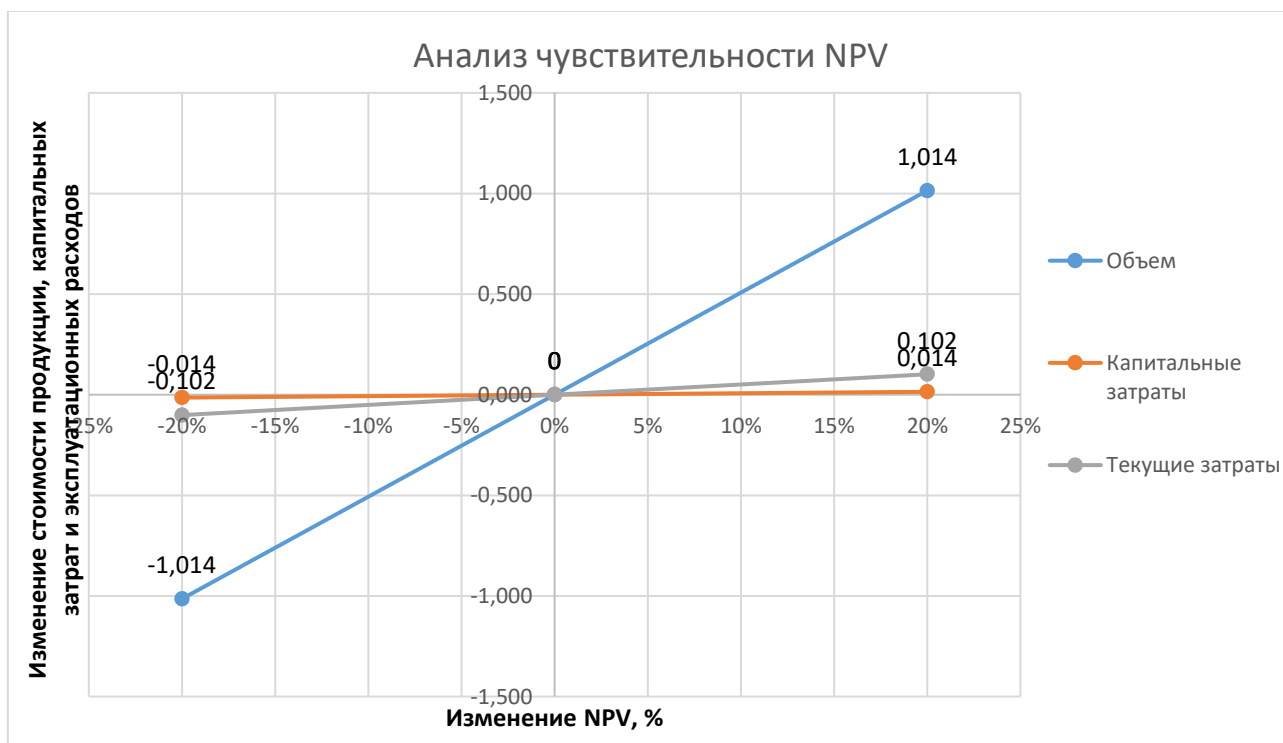


Рисунок 21 – Анализ чувствительности NPV

В данном случае по обеим осям откладываются коэффициенты вариации зависимого (вертикальная ось) и независимого (горизонтальная ось) параметров. Но иногда по осям координат на подобных диаграммах откладываются реальные значения параметров, выраженные, например, в миллионах долларов. Иногда же по осям откладываются коэффициенты вариации одного параметра и абсолютные значения другого.

Каждый график обязательно проходит через точку в начале координат, которая отвечает основному варианту (все показатели принимают проектируемые значения). Угол наклона графика является мерой зависимости между показателями. Таким образом, коэффициент η_{ns} , устанавливающий пропорциональность роста NPV при росте S, будет определяться как:

$$\eta_{ns} = \frac{(NPV_{+10\%} - NPV_{ini}) \cdot S_{ini}}{(S_{+10\%} - S_{ini}) \cdot NPV_{ini}}$$

$$\eta_{ns} = \frac{(33,6 - 26,5) \cdot 45,0}{(49,5 - 45,0) \cdot 26,5} = 2,66.$$

Как видно, влияние стоимости товарной продукции на изменение NPV (1,01) почти в 10 раз сильнее и, стало быть важнее, чем влияние капитальных затрат и эксплуатационных расходов (соответственно -0,1015 и -0,0145). Сравнением величин, рассчитанных для разных графиков, можно выявить самое слабое звено проекта, отклонение которого от проектируемого значения сильнее всего скажется на финансово-экономических показателях. В данном случае, очевидно, таким слабейшим звеном проекта является доход от реализации товарной продукции.

При анализе устойчивости проекта этим методом мы изменяем значения одной переменной, считая все остальные неизменными. Это нереалистичный подход, так как одновременно могут изменяться и другие независимые переменные, а совокупный эффект изменения нескольких переменных точно оценить этим методом нельзя. Вторым недостатком этого метода является то, что он подразумевает существование линейной связи между показателями

финансово-экономической оценки и его исходными параметрами, тогда как существующая между ними зависимость более сложная. Описанный метод оценки устойчивости проекта поэтому часто дополняется построениями т.н. «дерева вероятностей».

Выводы по разделу

В практической части работы был проведен расчет обоснования экономической эффективности проведения инновационного мероприятия, направленного на увеличение добычи нефти. По результатам расчетов оказалось, что проведение мероприятия позволит увеличить чистую прибыль за счет снижения постоянных затрат на одну тонну нефти на 12,025 рублей. Проведен расчет показателей экономической эффективности мероприятия в течение последующих трех лет. Чистая текущая стоимость на третий год составила 2483088250 рублей. Проведен анализ чувствительности проекта к возможным изменениям. Проект оказался наиболее чувствительным к изменению объема добычи: при изменении объема добычи на 20 %, NPV проекта изменится на 1,1014 %.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Тарасову Николаю Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ основных показателей разработки Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: эксплуатационный фонд скважин Ванкорского нефтегазового месторождения.</p> <p>Область применения: добыча нефти, газа и газового конденсата, закачка рабочих агентов в пласт.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Статьи 297 – 302. – ТК РФ Статья 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; – Повышенный уровень шума – Отсутствие или неудовлетворительное освещение. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Поражение электрическим током; – Взрывоопасная среда; – Давление в системах работающих механизмов.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы технических жидкостей); 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация отходов).
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Наиболее опасными ЧС являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбросы пластового флюида;

	<ul style="list-style-type: none"> – возникновение пожаров; – обрушение производственных помещений; – транспортные аварии. <p>Типичные ЧС: антропогенные ЧС локального характера (халатность, неосторожность персонала предприятия). Наиболее вероятные ЧС: пожары.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Тарасов Николай Сергеевич		31.03.2021

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Социальная ответственность предприятия – это добровольный вклад организации в развитие общества в социальной, экономической и экологической сферах, связанный напрямую с основной деятельностью компании и выходящий за рамки определенного законом минимума. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Работы на нефтяных месторождениях являются работами повышенной опасности, сопровождающиеся возможным возникновением аварийных ситуаций, угрожающие здоровью и жизни человека.

Целью работы является анализ работы эксплуатационного фонда скважин Ванкорского нефтегазового месторождения. Обслуживание эксплуатационного фонда скважин представляет собой комплекс работ, проводимых на устье скважин и технологических блоках, расположенных на кустовых площадках, в том числе, с применением спецтехники.

При несоблюдении техники безопасности и неправильной организации труда возможны следующие опасные последствия: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Кроме того, Ванкорское месторождение расположено на территории крайнего севера, что предполагает работу в экстремальных природно-климатических условиях.

Ванкорское нефтегазовое месторождение находится на значительном расстоянии от крупных населенных пунктов, поэтому применяется вахтовый метод работы соответствии с главой 47 Трудового кодекса Российской Федерации [13].

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания

к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

1) Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной;

2) Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: в районах крайнего Севера – 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

В соответствии с ТК РФ статьей 212 Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагаются на работодателя [14].

Работодатель обязан обеспечить:

1) Безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;

2) Создание и функционирование системы управления охраной труда и ознакомление работников с требованиями охраны труда;

3) Режим труда и отдыха работников;

4) Применение прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия средств индивидуальной и коллективной защиты работников;

5) Обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда;

6) Недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

7) Организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

8) Проведение специальной оценки условий труда;

9) Организовывать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров и психиатрических освидетельствований работников;

10) Недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров, обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;

11) Информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о риске повреждения здоровья, предоставляемых им гарантиях, полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;

12) Обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

5.2. Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, действующие на работников, должны быть выявлены и устранены или снижены их воздействия до допустимых значений. Рабочая зона должна исключать воздействие вредных и опасных факторов или, если исключить воздействие невозможно, находиться в допустимых пределах.

Контроль, техническое обслуживание и ремонт нефтегазопромыслового оборудования, расположенного на кустовых площадках выполняется

операторами добычи нефти и газа (ДНГ). Их рабочее место представляет собой кустовую площадку, скважины и технологические блоки. В таблице 18 приведены основные вредные и опасный факторы при проведении данных работ. Таблица 18 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на эксплуатационном фонде скважин

Факторы	Виды работ			Нормативные документы
	Осмотр	Обслуживание	Ремонт	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
2. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
3. Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. СП 51.13330.2011 Защита от шума.
4. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
5. Взрывопожароопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
6. Высокое давление	+	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Источниками загазованности на нефтепромысле являются АГЗУ, эксплуатационные скважины, производственные помещения. Запыленность воздуха возникает в складских и производственных помещениях, в процессе подготовки бурового раствора и во время работ различного характера, проводимых на фонде скважин.

Длительное воздействие запыленности и загазованности может привести к профессиональным заболеваниям, а значительное превышение допустимых значений может привести к острым отравлениям.

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88 [15]: диоксид азота – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, оксид углерода – 20 мг/м³.

Для контроля за уровнем взрывоопасности устанавливаются системы обнаружения утечек горючих газов и паров. Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывного мониторинга мест возможного скопления горючих газов и паров;
- сигнализации о наличии, месте расположения и характере загазованности;
- оповещения персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации [16].

Отсутствие или неудовлетворительное освещение

Работы по обслуживанию и ремонту нефтегазопромыслового оборудования проводятся круглосуточно на открытом воздухе под естественным освещением, в технологических блоках – под искусственным освещением. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП

52.13330.2016 [17]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

Повышенный уровень шума

Шум возникает в результате производственной деятельности машин и установок, используемых при монтаже и спускоподъемных операций, установок электроцентробежных насосов, цементирующего агрегата ЦА-320, передвижных парообработывающих установок, кранов. Шум воздействует на слуховой аппарат и другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [18], значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [19]: противошумные вкладыши или наушники.

Поражение электрическим током

Нефтегазопромысловое оборудование работает под высоким электрическим напряжением, в том числе свыше 1000 В. При возникновении неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, при несоблюдении правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции [20].

Средства защиты от поражения электрическим током:

1. Перчатки. Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.

2. Обувь. Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.

3. Подставки. Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — $0,75 \times 0,75$ м.

4. Указатели. Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 В.

5. Щиты. Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.

Взрывопожароопасность

При добычи нефти и газа в результате утечек, порывов, выбросов выделяются взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества (природный газ, попутный нефтяной газ, нефть и примеси), поэтому данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов. Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [16]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- ведется постоянный контроль газовой среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами.

Для предупреждения взрыва необходимо исключить образование взрывоопасной среды и возникновение источника инициирования взрыва.

Взрывоопасную среду могут образовать: смеси веществ (пары нефтепродуктов, природный и попутный нефтяной газ) с воздухом и другими окислителями (кислород) [21].

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума.

Высокое давление

Любые трубопроводы, сосуды и резервуары, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, КИП, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

5.3. Экологическая безопасность

Охрана недр, защита окружающей среды и рациональное использование ресурсов относится к актуальным проблемам современности. От решения этих

проблем во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения.

В процессе работы эксплуатационного фонда скважин возможны утечки и выброс в окружающую среду продукции скважин, трубопроводов и резервуаров через пропуски в фонтанной арматуре, фланцевые соединения, кабельный ввод, фланцевые соединения выкидного коллектора. В настоящее время существует выбор различных методов по снижению и предотвращению нефтяных загрязнений окружающей среды.

Защита атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора продукции добывающих скважин герметична. Поэтому воздействие на атмосферу при штатной работе имеется место только от функционирующего оборудования: факельные установки, тепловые электростанции, котлы и печи.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 [22] в таблице 19.

Таблица 19 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4

Продолжение таблицы 19

Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс, который также четко контролируется на промыслах.

Защита гидросферы

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л. Для оценки суммарного количества загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде. Согласно санитарным нормам, при 20° С данный показатель не должен превышать 3 мг/л согласно ГОСТ 17.1.3.08–82 [23].

При разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные

скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

Защита литосферы

Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 20 в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04–83 [24].

Таблица 20 – Предельно допустимая концентрация вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/м ³	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.01-2016 [25] безопасность в чрезвычайных ситуациях – это состояние защищенности населения, объектов экономики и окружающей среды от опасностей в чрезвычайных ситуациях. Основными

целями БЧС являются: проведение мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС, предотвращение и снижение ущерба в ЧС, эффективное использование материальных и трудовых ресурсов.

Для выполнения целей и задач БЧС существует Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, которая объединяет в органы управления, силы и средства федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, организаций, в полномочия которых входит решение вопросов по защите населения и территорий от ЧС [26].

В суровых природно-климатических условиях в системе добычи нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

- а) природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже -40°C), метели и снежные заносы.
- б) техногенного характера: пожары, разливы нефти, отключение электроэнергии и другие.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Несмотря на то, что травмы, связанные с неосторожностью и пренебрежением безопасностью, являются наиболее частыми, на нефтепромысле в связи с работой с легковоспламеняющимися жидкостями и газами наиболее вероятной ЧС является пожар.

Пожарная безопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий

эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми [27].

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах. Для контроля, за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы, руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП - пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И - индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Выводы по разделу

В ходе выполнения работы для рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная и экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Согласно ТК РФ, работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда, обеспечить сотрудников средствами индивидуальной защиты, а также организовать систему охраны труда.

Выполнение работ на кустовых площадках: осмотр, техническое обслуживание, ремонт оборудования: скважин, выкидных трубопроводов, АГЗУ, ВРБ, СУ, а также проведение технологических операции с помощью спецтехники несет потенциальную опасность для жизни и здоровья человека при

нарушении техники безопасности, нарушении порядка выполнения стандартных операционных процедур, а также при аварийных ситуациях при нарушении работы оборудования или его разгерметизации. А наличие вредных химических соединений и взвешенных частиц, шума, недостаточной освещенности оказывает вредное воздействие на организм человека. В данной работе были выделены и проанализированы основные вредные и опасные факторы при выполнении данных работ.

Деятельность нефтегазодобывающих предприятий создает значительный ущерб окружающей среде. В атмосферу выбрасываются продукты сжигания углеводородов и их примеси; в гидросферу поступают загрязняющие вещества в результате утечек, порывов и сбросов; в литосферу поступают нефтепродукты и их примеси в результате аварий, загрязненные слои захораниваются в могильниках, поверхностный слой почвы разрушается при строительстве и прокладке дорог. В данный момент, защите окружающей среды уделяют повышенное внимание.

Вопросам вероятности возникновения ЧС при добыче нефти и газа отводится особое внимание. Объекты добычи нефти и газа имеют высокие уровни взрывопожароопасности. Поэтому, для того чтобы снизить вероятность возникновения ЧС необходимо соблюдать правила безопасности и использовать средства защиты. Все сотрудники должны знать правила безопасности и поведения в ЧС, на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность при проведении работ повышенной опасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены общие сведения о Ванкорском нефтегазовом месторождении: географическая, геолого-физическая характеристика, физико-химические свойства пластовых флюидов и их запасы; проведен анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов месторождения: Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV; проведен анализ основных показателей разработки месторождения в целом.

Начальные извлекаемые запасы нефти и газового конденсата составили 500 млн тонн, что классифицирует Ванкорское нефтегазовое месторождение как уникальное по количеству извлекаемых запасов. Эксплуатационный фонд скважин по состоянию на 01.01.2018 включает 726 скважин. Основным способом эксплуатации добывающих скважин является механизированный с использованием установок электроцентробежных насосов, оставшиеся скважин эксплуатируются фонтанным способом. Выбор УЭЦН объясняется необходимостью обеспечить высокую производительность скважин (средний дебит нефти составляет 105 тонн/сут, а средний дебит жидкости – 446 тонн/сут.) и высокой надежностью в суровых климатических условиях Заполярной тундры Восточной Сибири, а физико-химические свойства пластовых флюидов позволяют использовать данный тип наносных установок.

Всего за время промышленной эксплуатации месторождения было добыто 153,4 млн тонн нефти и газового конденсата, а текущие извлекаемые запасы нефти и газового конденсата составляют 324,7 млн тонн. Обводненность продукции добывающих скважин составляет 76,4 %.

Эксплуатационный объект Як-III-VII является наиболее выработанным, но и имеет наибольший потенциал для дальнейшей разработки.

Эксплуатационный объект Нх-I содержит значительную долю запасов (около 45 %) в плохопроницаемой части в южной части объекта. На текущий момент, данная часть запасов не включена в разработку.

Эксплуатационный объект Нх-III-IV содержит в южной и северной части «суперколлектор», в котором наблюдается преждевременный прорыв закачиваемой жидкости к забоям добывающих скважин и наиболее падение пластового давления с начала промышленной разработки объекта. Данный объект содержит наибольшие текущие извлекаемые запасы. Однако, эти запасы находятся в плохопроницаемой части объекта и не включены в разработку.

Эксплуатационные объекты Нх-I и Нх-III-IV схожи по условиям залегания, коллекторским свойствам, физико-химическим свойствам пластовых флюидов. Поэтому данные объекты разрабатываются совместно.

Разработка месторождения осложнена рядом осложняющих факторов: наличие высокопроницаемых пропластков на объекте Як-III-VII; на одну нагнетательную скважину приходится более трех добывающих (интенсивность системы заводнения менее 1/3); наличие «суперколлектора» на участке объекта Нх-III-IV, а также наличие плохопроницаемых участков на объектах Нх-I и Нх-III, не вовлеченных в разработку на данный момент. Для включения в разработку плохопроницаемых участков объектов Нх-I и Нх-III-IV необходимо создание дополнительной сетки скважин.

Стратегия дальнейшей разработки месторождения включает: дополнительное уплотняющее бурение; включение в разработку плохопроницаемых участков объектов Нх-I и Нх-III, проведение РИР и ВПП для снижения темпа роста обводненности, применение водогазового воздействия для увеличения нефтеотдачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. – Уфа : ООО «РН-УфаниПИНефть», 2009.
2. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. "Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа" Москва, Недра, 1985 г. стр. 216-259.
5. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
6. Росляк А.Т. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А.Т. Росляк, С. Ф, Санду; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 152 с.
7. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебно-методические пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь: Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2013. – 177 с.
8. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33 – 50.
9. Мажник В.И. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Научный журнал НАУКА.

ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 72 – 98.

10. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Креницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

11. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: учебник. – М.: Нефть и газ, 2005. – 452 с.

12. ГОСТ 31378-2009 Нефть. Общие технические условия.

13. Трудовой кодекс Российской Федерации. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Статьи 297-302.

14. ТК РФ Статья 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда

15. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

16. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

17. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

18. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

19. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003

20. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

21. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

22. СанПиН 1.2.3685–21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

23. ГОСТ 17.1.3.08–82 Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества морских вод.

24. ГОСТ 17.5.3.04–83 Охрана природы. Земли. Общие требования в рекультивации земель.

25. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

26. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера / Федеральный закон от 21.12.1994 N 68-ФЗ.

27. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности / Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ.