



ЧАСТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ЗАПАДНО-УРАЛЬСКИЙ ГОРНЫЙ ТЕХНИКУМ»

Специальность разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

**Разработки нефтяных и газовых месторождений**

**Борьба с солеотложениями на примере Ванкорского  
месторождения**

**Выполнил:**  
студент группы  
Р-01-20(С)0 РЭНГМ  
Жигунов А. В.  
\_\_\_\_\_  
(подпись студента)

**Проверил:**  
Пешина А.В.  
(Ф.И.О. преподавателя)

\_\_\_\_\_  
(оценка)

\_\_\_\_\_  
(дата проверки)

\_\_\_\_\_  
(подпись преподавателя)

\_\_\_\_\_  
(Дата регистрации)

Пермь 2023

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					1

21.02.01 ДР

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ.....	6
1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении.....	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	10
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	15
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды.....	16
1.5 Запасы нефти, газа.....	19
1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на Ванкорском месторождении пласт ЯК-III-VII .....	20
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	21
2.1 Текущее состояние разработки Ванкорского месторождения .....	21
2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения.....	25
2.2.1 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки.....	25
2.2.2 Анализ состояния фонда скважин.....	27
2.2.3 Анализ применяемых методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификация добычи нефти.....	29
2.2.4 Анализ выработки запасов нефти.....	29
2.2.5 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	31
2.3 Выбор и обоснование проектируемого технического решения для определенных проблем обводнения.....	32
2.4 Проектирование технического решения для реализации на Ванкорском месторождении.....	36
2.5 Определение технологической эффективности при реализации технического решения.....	42
2.5.1 Исходные данные для определения технологической эффективности.....	42
2.5.2 Выбор метода определения технологической эффективности.....	43

								Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР			2

2.5.3	Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения.....	44
3.	ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	47
3.1	Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения.....	47
3.2	Исходные данные для расчета экономических показателей проекта.....	47
3.3	Расчет экономических показателей проекта.....	47
3.3.1	Капитальные вложения.....	47
3.3.2	Выручка от реализации.....	50
3.3.3	Прибыль от реализации.....	50
3.3.4	Поток денежной наличности.....	50
3.3.5	Индекс доходности.....	51
4.	РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.....	52
4.1	План мероприятий по обеспечению требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ.....	52
4.2	План мероприятий по обеспечению требований санитарно-гигиенических требований при проведении проектируемых работ.....	52
4.3	План мероприятий по обеспечению требований противопожарной безопасности при проведении проектируемых работ.....	56
5.	РАЗДЕЛ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР.....	57
5.1	Мониторинг воздействия на атмосферу, гидросферу, литосферу, биосферу при проведении проектируемых работ.....	57
5.2	План мероприятий, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей среды и охраны недр при проведении проектируемых работ.....	59
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	63
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	64
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	68

					21.02.01 ДР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		3

## ВВЕДЕНИЕ

Подземное и наземное нефтепромысловое оборудование в процессе эксплуатации подвергаются солеотложению.

Отложение солей происходит как в призабойной зоне пласта, так и на стенках погружного оборудования, вследствие высокой концентрации солеобразующих ионов, а также благоприятными для данного процесса условиями рабочей среды. Солеотложения наносят большой материальный и экономический ущерб. Они приводят к преждевременному износу установок, сокращают межремонтные сроки оборудования, вызывают дополнительные трудности при добыче флюида.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что солеотложения и борьба с ними на Ванкорском месторождении является одна из наиболее значимых проблем, наряду с коррозией и асфальто-смоло-парафиновыми отложениями.

В данной дипломной работе объектом исследования является Ванкорское месторождение, а предметом являются применяемые технологии РИР Ванкорского месторождения.

Целью дипломной работы является анализ методов борьбы с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край) и выбрать наиболее приемлемый и эффективный.

Для ее реализации необходимо решить следующие задачи:

Основные задачи исследования:

- рассмотреть геологическое строение Ванкорского месторождения;
- проанализировать текущее состояние месторождения;
- провести оценку экономической эффективности проектируемых работ;

- разработать план мероприятий в области охраны труда и промышленной безопасности;

- разработать план мероприятий в области окружающей среды и недр.

Для достижения поставленной цели были использованы следующие методы исследования: табличный – для наглядного отражения материалов дипломной работы; метод анализа – для определения методов борьбы с солеотложениями.

Дипломная работа состоит из содержания, введения, пяти основных разделов, заключения, списка использованной литературы.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		5

# 1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах трех лицензионных участков: Ванкорского, Северо-Ванкорского и Восточно-Лодочного. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ и Восточно-Лодочный) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского муниципального района (рисунок 1).



Рис. 1 Обзорная карта района работ

										Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат						6

21.02.01 ДР

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, в котором расположены крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжёлые самолёты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путём по р. Енисей. Общая протяжённость водной магистрали Красноярск Игарка по р. Енисей составляет 1747 км. На площадь Ванкорского месторождения основной объём грузов может завозиться только зимой, после промерзания болот, когда начинают функционировать временные зимние дороги («зимники»). Расстояние по зимнику от г. Игарка до площади месторождения в среднем 150 км.

Наиболее экономически привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс.т) в район Ванкорского месторождения является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по р. Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла (430 км от устья).

Это вариант предполагает минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные сроки доставки. Вместе с тем, навигация по р. Большая Хета возможна только мелкосидящим флотом (баржи до 1000 т) и только в июне. В связи с этим большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной схемы: своевременное накопление грузов в зимний период на площадках портов, причалы которых не заливаются паводком в весенний период (Лесосибирский порт, Красноярский порт), формирование и отправка мощного каравана судов, выгрузка в сжатые сроки на причалах Заказчика (Ванкор, Сузун). Причал и база ЗАО «Ванкорнефть» Прилуки расположена на левом берегу р. Енисей, в 12 км ниже порта Игарка. Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		7

тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпэ и Коротчаево и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

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

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объемов УВ 25 млн.т/год. Общая протяжённость трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учётом компенсаторов).

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 01.06.2006г. №3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра №5462 от 15.11.2022г.).

В районе расположения Ванкорского НГКМ развитая централизованная система энергоснабжения отсутствует. Ближайшая ВЛ 110 кВ ЕНЭС в районе Ванкорского НГКМ, расположена в 140 км на восток. Энергоснабжение объектов Ванкорского НГКМ осуществляется от собственного автономного энергоисточника.

					21.02.01 ДР	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



В качестве источника энергоснабжения Ванкорского НГКМ на ЦПС предусмотрена ГТЭС, установленной электрической мощностью 206,4 МВт (располагаемой электрической мощностью 154,8 МВт), с газотурбинными установками единичной мощностью 25,8 МВт. В составе ГТЭС предусмотрено шесть рабочих и два резервных газотурбинных агрегата. Электроснабжение объектов Ванкорского НГКМ от ГТЭС предусмотрено по ВЛ 10 кВ, 35 кВ, на площадочных объектах-потребителях электроэнергии предусмотрены понижающие подстанции.

Основным источником теплоснабжения объектов Ванкорского НГКМ является ГТЭС, в составе которой предусмотрены котлы-утилизаторы (шесть рабочих и два резервных), единичной тепловой мощностью – 33,0 МВт. Также для отопления части объектов Ванкорского НГКМ предусмотрены газовые котельные.

Район относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на кв.км.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

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

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					9

21.02.01 ДР

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м. Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня. В это же время заканчивается ледоход и на р. Енисей (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

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

Меловая система (Нижний мел - K1).

Нижнехетская свита (K1nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Для

							Лис
						21.02.01 ДР	10
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат			

отложений характерны сложные виды косо́й слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений.

Толщина свиты составляет 454 м.

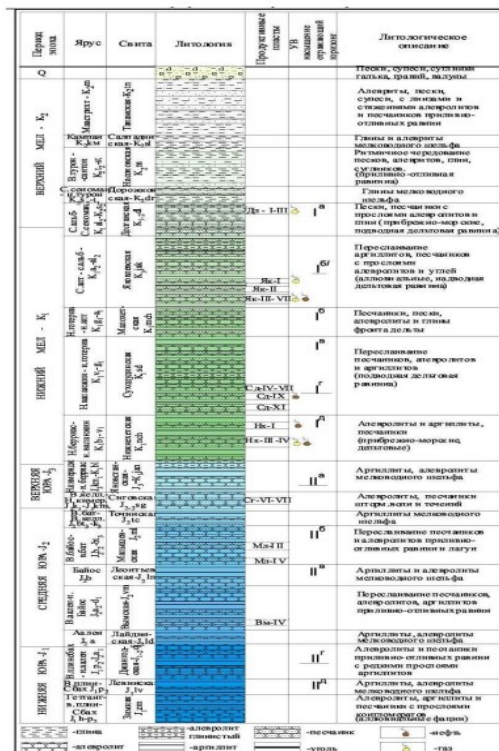
Суходудинская свита (K1sd) залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами.

Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Толщина отложений достигает 601 м.

Сводный разрез приведен на рисунке 2.



**Рис. 2 Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения**

Малохетская свита (K1mch) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Толщина свиты меняется от 145 м до 200 м.

Яковлевская свита (K1jak) залегает на отложениях малохетской свиты.

Представлена отложениями надводных дельтовых равнин - аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м до 652 м.

Нижний-верхний отделы - K1-2

Долганская свита (K1-2dl) залегает на отложениях яковлевской толщи.

Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварцполевошпатового состава.

Толщина свиты составляет 233-271 м.

Верхний отдел - K2

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Дорожковская свита (K2dr) залегает на отложениях долганской свиты.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		12

Сложена глинами, алевроитами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослои известковых песчаников и углистого алевроитового материала.

Толщина свиты 104-115 м.

Насоновская свита (K2ns) залегает на подстилающих отложениях дорожковской свиты. Сложена алевроитами, песками, глинами приливоотливных равнин, содержащими линзы и прослои известняков, глинистого сидерита, встречаются обломки углей.

Толщина свиты 312-340 м.

Салпадинская свита (K2sl) залегает на породах насоновской свиты.

Представлена алевроитами и глинами мелководного шельфа серого и зеленовато-серого цвета с конкрециями пирита, окатанных галек кремней, осадочных и магматических пород.

Толщина свиты 45-64 м.

Танамская свита (K2tn) залегает на салпадинской свите. Представлена песками, супесями, суглинками приливо-отливных равнин от светло-серого до почти белого цвета с прослоями глин, с линзами крупнозернистого песка, гравия, с редкой галькой и конкрециями железистых сидеритов.

Сохранившаяся толщина свиты не превышает 457 м.

Ванкорское месторождение находится в пределах Надым-Тазовской синеклизы. В данных пределах выделяются Сузунское и Лодочное поднятия.

Ванкорское поднятие вытянуто с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой - 1000 м, имеет длину 38 км, и ширину 11-13,8 км. Высота поднятия 80 м, площадь 443 км<sup>2</sup>. Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 61,3 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1650 м, имеет длину 30,8 км и ширину 11,2-12,2 км.

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				13

Высота поднятия 90 м, площадь 321,3 км<sup>2</sup>. Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1590 м. Южный купол имеет высоту 20 м и площадь 30,5 км<sup>2</sup>. Северная часть разделена на два малоамплитудных купола мощностью менее 10 м и площадью 14,8 км<sup>2</sup>.

В нижней части суходудинской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2380 м, имеет длину 26,1 км и ширину 5,3-7,6 км.

Высота поднятия 60 м, площадь 144,6 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой-2360 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 65,2 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2660 м, имеет длину 32,2 км и ширину 14,6 – 13,6 км. Высота поднятия 110 м, площадь 373 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой -2600 м. Южный купол имеет высоту 50 м и площадь 68,4 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

По средней части нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2760 м, имеет длину 30,8 км и ширину 12,7-331,2 км<sup>2</sup>. Южный купол замыкается изогипсой -2700 м. Южный купол имеет высоту 40 м и площадь 56,4 км<sup>2</sup>. Северный купол по этому уровню не сформирован.

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

Нефтегазопродуктивность Ванкорского месторождения связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнями.

Месторождение является многозалежным, на Государственном балансе на 01.01.2022 г. числятся три газовые залежи – Дл-I-III, Як-I и Як-II, приуроченные к долганской и яковлевской свитам, две нефтяные залежи – Сд-IX и НХ-I, приуроченные к суходудинской и нижнехетской свитам, газонефтяная залежь – Як-III-VII и нефтегазоконденсатная залежь НХ-III-IV, приуроченные к яковлевской и нижнехетской свитам.

								Лис
								14
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР			

Общая характеристика продуктивных залежей и статистические показатели неоднородности приведены в Приложении 1.

### 1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Продуктивная толща Ванкорского месторождения представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин с преобладанием песчано-алевролитовых разностей. Промышленная нефтегазоносность связана с нижнемеловыми отложениями от альба (Дл-I-III) до берриаса (Нх-III-IV), что соответствует интервалам глубин 950-2800 м.

Коллектор продуктивного пласта Дл-I-III долганской свиты охарактеризован керном в 17 скважинах, среднее значение пористости 30,1% по 246 определениям. Среднее значение проницаемости – 547,7 мД по 207 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газовой части коллектора 32% по 41 определению из 3 скважин

Коллектор продуктивного пласта Як-I яковлевской свиты охарактеризован керном в 8 скважинах, среднее значение пористости 27,7% по 48 определениям. Среднее значение проницаемости 726,2 мД по 57 определениям. Исследование коэффициента водонасыщенности в нефтегазонасыщенной части коллектора не проводилось.

Коллектор продуктивного пласта Як-II яковлевской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 22,5% по 13 определениям. Среднее значение проницаемости 102,4 мД по 13 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности 21% по 2 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Як-III яковлевской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 25% по 17 определениям. Среднее значение проницаемости 268,5 мД по 16

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		15

определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности 32% по 7 определениям.

Коллектор продуктивных пластов Як-III-VII яковлевской свиты охарактеризован керном в 24 скважинах среднее значение пористости 27,5% по 1050 определениям. Среднее значение проницаемости 569,8 мД по 1094 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в газонефтенасыщенной части пласта 23% по 162 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Сд-IX суходудинской свиты охарактеризован керном в 5 скважинах, среднее значение пористости 23% по 245 определениям. Среднее значение проницаемости 331 мД по 243 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в нефтенасыщенной части 29% по 9 определениям.

Коллектор продуктивного пласта Нх-I нижнехетской свиты охарактеризован керном в 20 скважинах, среднее значение пористости 19% по 371 определению. Среднее значение проницаемости 31,3 мД по 379 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности в нефтенасыщенной части 45% по 168 определениям

Коллектор продуктивных пластов Нх-III-IV нижнехетской свиты охарактеризован керном в 27 скважинах среднее значение пористости 19,9% по 1483 определениям. Среднее значение проницаемости 172,6 мД по 1527 определениям. Среднее значение коэффициента водонасыщенности нефтегазонасыщенной части 37% по 416 определениям.

#### **1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды**

Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII, Сд-IX. Свойства пластовой нефти по глубинным пробам представлены в таблице 1.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		16







## 1.5 Запасы нефти, газа, КИН

Ванкорское месторождение является крупнейшим новым месторождением России. По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Балансовые запасы на конец 2022 года составляли 1 090 772 тыс. т., извлекаемые 476 011 тыс. т., что видно в таблице 2.

**Таблица 2**

### Геологические запасы Ванкорского месторождения

	Возраст продуктивной толщи / пласт	Начальные запасы (A+B+C <sub>1</sub> )		Добыча нефти		% выработанных запасов нефти (НИЗ)	Остаточные извлекаемые запасы нефти (A+B+C <sub>1</sub> ) тыс. т.	Запасы нефти кат.С <sub>2</sub> (извл.) тыс. т.
		Балансовые тыс. т.	Извлекаемые тыс. т.	За 2022 г. тыс. т.	С начала разработки тыс. т.			
Ванкорское месторождение	К <sub>1</sub> / Як 1							1 880
	К <sub>1</sub> / Як 2							4 284
	К <sub>1</sub> / Як 3-7	621 559	287 160	14 425	61 926	21,56	225 234	13 085
	К <sub>1</sub> / Сд 9	5 349	1 728	10,9	19,2	1,11	1 708,8	579
	К <sub>1</sub> / Нх 1	129 557	48 067	1 340	5 677	11,81	42 390	1 675
	К <sub>1</sub> / Нх 3-4	334 307	139 056	5 741	24 301	17,48	310 006	2 441
		1090772	476 011	21 517	91 924	19,31	998 848	23 044

## 1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на Ванкорском месторождении пласт ЯК-III-VII

Пласт характеризуется речной обстановкой осадконакопления, что приводит к значительной неоднородности ФЕС, а также высокой расчлененности (14.6 д.ед.).

Кроме этого, исходя из особенности распространения глин, пласт делится на две условные области - северную и южную. Несмотря на близкие значения расчленённости, в северной части пропластки глин характеризуются значительно большими толщинами сравнительно с южной частью, что приводит к снижению нефтенасыщенной толщины, а также более явному выделению изолированных друг от друга линз коллектора (Рис. 3).

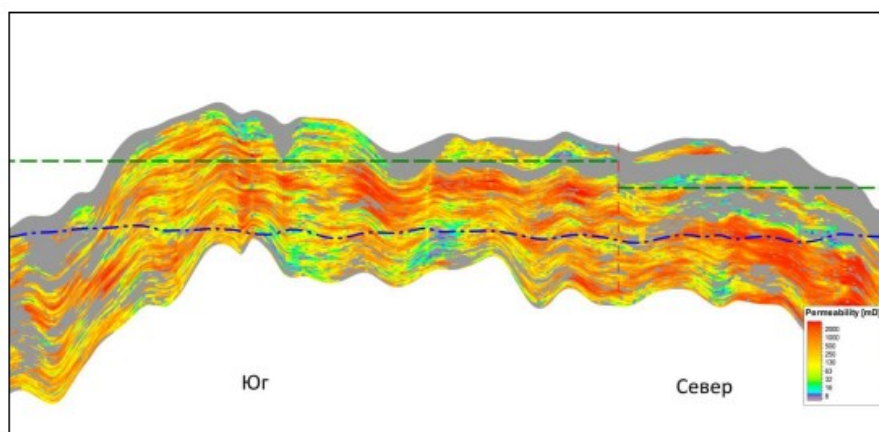


Рис. 3 Геологический разрез по проницаемости с севера на юг пласта ЯК-III-VII

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		20











**Продолжение таблицы 3**

1	2	3	4
18.	Отбор нефти от НИЗ	19,31	%
19.	Начальные извлекаемые запасы нефти	1 090 772	тыс.т
20.	Балансовые запасы нефти	225 000 000	тыс.т

**2.2 Анализ текущего состояния разработки месторождения**

**2.2.1 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки**

В таблице 4 отражена сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти Ванкорского месторождения.

**Таблица 4**

**Сравнительная характеристика основных физико-химических показателей нефти Ванкорского месторождения**

Параметры	Объекты					
	Як-І	Як-ІІ	Як-ІІІ-ІІІ	Сд-ІХ	Нх-І	Нх-ІІІ-ІІІІ
1	2	3	4	5	6	7
Начальное пластовое давление (на ГНК, ГВК), МПа	15,7	15,9	15,9	23,5	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	23,23	-	8,7	1	0,57	0,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,864	-	0,8511	0,776	0,724	0,712
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,912	0,902	0,902	0,867	0,823	0,845
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,12	1,12	1,377	1,422	1,458
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,7	15,8	15,9	23,5	25,4	27,1
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	60,2	60,2	60,5	177,4	202,3	211,0
Сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>-4</sup>	9,13		9,13	12,3	14,21	16,79

По состоянию на 01.01.2023 г. из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 61 926 (по проекту 59 716) тыс.т нефти (отклонение +3,7% обусловлено более высокими стартовыми дебитами добывающих скважин, связанных с меньшей фактической расчлененностью продуктивного пласта) и 41 164,2 (по проекту 36302) тыс. т жидкости, что составляет 67,3% от общей добычи нефти по месторождению – 61 864,85 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 33845,2 тыс. м<sup>3</sup>, компенсация отбора закачкой – 43,7%.

В добывающем фонде находится 244 скважины, из них действующих 237, бездействующих 4, наблюдательных 2, ликвидированных 1.

В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 94%.

За 2022 г. добыча нефти составила 14 425 (по проекту 13 023) тыс.т, жидкости – 29869 (по проекту 23182) тыс.т, газа газовой шапки – 2 012 млн.м<sup>3</sup>.

Среднегодовой дебит нефти – 186,7 т/сут, жидкости – 408,9 т/сут.

На 01.01.2023г. средний коэффициент продуктивности равен 13,5 м3/сут./атм.

По состоянию на 01.01.2023 г. на объекте Нх-I в добывающем фонде находится 52 скважины, из них 51 действующая, 1 наблюдательная.

В нагнетательном фонде 37 скважин, 26 под закачкой воды, 11 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 78,8 %.

По состоянию на 01.01.2023 г. по объекту накопленная добыча нефти составляет 5 677 (по проекту 5990) тыс.т (отклонение – 6,3%), жидкости – 6748 тыс.т. (по проекту 7064)

Текущий отбор нефти от НИЗ – 11,4 % при текущей обводненности – 30,2%.

										Лис
										26
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР					

За 2022 г. добыча нефти составила 1 340 тыс.т, жидкости – 1918.9 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти – 76 т/сут, жидкости – 119 т/сут.

По состоянию на 01.01.2023 г. на объекте Нх-III-IV в добывающем фонде находится 102 скважины, из них 90 действующих, 1 бездействующая, наблюдательных 11.

В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 1 наблюдательная, 20 в отработке на нефть.

Проектный фонд реализован на 93%.

По состоянию на 01.01.2023 г. накопленная добыча нефти составляет 24 301 (по проекту 25341) тыс.т. (отклонение на -4%), жидкости – 31144 (по проекту 33984) тыс.т, конденсата – 1 187 тыс.т, газа газовой шапки – 6 640 млн.м<sup>3</sup>.

Текущий отбор нефти от НИЗ – 18,1% при текущей обводненности – 36,5 %, текущий отбор газа газовой шапки от НГЗ – 12,6 %, текущий отбор конденсата от НИЗ – 17,5%.

За 2022 г. добыча нефти составила 5 741 тыс.т, жидкости – 9042 тыс.т, газа газовой шапки – 2 762 млн.м<sup>3</sup>, конденсата 490 тыс.т.

Среднегодовой дебит нефти – 185 т/сут, жидкости – 299,4 т/сут.

На 01.01.2023г. средний коэффициент продуктивности равен 14,3 м<sup>3</sup>/сут./атм.

### 2.2.2 Анализ состояния фонда скважин

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

По состоянию на 01.01.2023 г. в добывающем фонде газонефтяного объекта Як-III-VII находится 244 скважины, из них действующих 237, бездействующих 4, наблюдательных 2, ликвидированных 1.

В нагнетательном фонде 82 скважины, из них 68 под закачкой воды, 14 в отработке на нефть.

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					27

21.02.01 ДР

По состоянию на 01.01.2023 г. на объекте Нх-I в добывающем фонде находится 52 скважины, из них 51 действующая, 1 наблюдательная.

В нагнетательном фонде 37 скважин, 26 под закачкой воды, 11 в отработке на нефть.

По состоянию на 01.01.2023 г. на объекте Нх-III-IV в добывающем фонде находится 102 скважины, из них 90 действующих, 1 бездействующая, наблюдательных 11.

В нагнетательном фонде 55 скважин, из них 34 действующих, 1 наблюдательная, 20 в отработке на нефть.

По состоянию на 01.01.2023 г. на объекте Сд-IX пробурены 2 добывающие скважины.

В газовом фонде Дл-I-III 22 скважины, из них 21 действующая, 1 наблюдательная

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г. приведена в таблице 5.

**Таблица 5**

**Характеристика фонда скважин**

Наименование	Характеристика фонда скважин	Як-	Нх-	Нх	Дл	Сд	Итого
		III-VII	III-IV	-I	-I-III	-IX	
Фонд добывающих скважин	Пробурено	244	102	52		2	400
	Действующие, дающие нефть	237	90	51		2	380
	Бездействующие	4	1				5
	Наблюдательные	2	11	1			14
	Ликвидированные	1					1
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	82	55	37			174
	Под закачкой	68	34	26			128
	Наблюдательные		1				1
	В отработке на нефть	14	20	11			45
Фонд газовых скважин	Пробурено				22		22
	Действующие				21		21
	Наблюдательные				1		1

### **2.2.3 Анализ применяемых методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификация добычи нефти**

Основным методом направленным на увеличение извлечения нефти на Ванкорском месторождении является система поддержания пластового давления посредством закачки воды в пласт.

В январе 2020 года была принята программа оптимизации системы ППД:

- бурения нагнетательных скважин-дублеров;
- ускоренный перевод уплотняющих нагнетательных скважин.

Ограничение позволило снизить темп обводнения скважин объекта, при этом отмечается уменьшение пластового давления и снижение потенциала по нефти и жидкости, что ограничивает возможности проведения мероприятий по интенсификации отборов.

В ноябре 2021 года была запущена газовая программа. Цель данной программы является поддержание пластового давления путем закачки газа в пласт Нх-3-4.

Также в январе 2022 года был опробована технология выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин путем закачки гелеобразующих составов. Данная технология показала положительный результат.

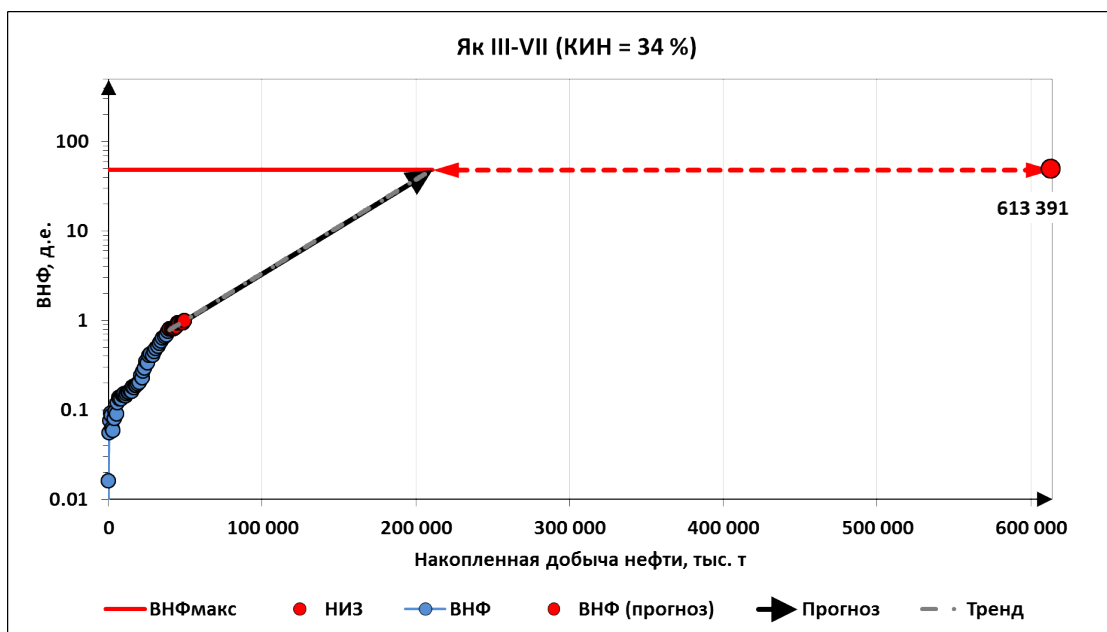
### **2.2.4 Анализ выработки запасов нефти**

Одним из основных методов анализа выработки и прогноза хода заводнения является представление логарифма водонефтяного фактора (ВНФ) как функции текущего значения накопленной добычи. Этот график зачастую имеет вид линейной зависимости.

На рисунке 5 представлена прогнозная добыча нефти скважин базового фонда на 01.01.2024 по методике ВНФ. Значение предельной обводнённости

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		29

в расчётах принималось равным 98%. Таким образом, конечные извлекаемые запасы нефти пластов Як III-VII, Нх III-IV и Нх I составили 210 622, 74 974 и 11 408 тыс. т соответственно. Это означает, что конечный КИН пластов Як III-VII, Нх III-IV и Нх I равен 34,3; 21,4; 8,5%. Низкие значения выработки связаны как с отсутствием характерной зависимости в случае пласта Нх 1, так и с формированием системы разработки в целом по объектам (ввод новых скважин из бурения, перевод скважин в систему ППД).



**Рис. 5 Прогноз выработки запасов пласта Як III-VII к моменту достижения предельной обводнённости 98%**

Основным объектом разработки является пласт Як-III-VII, характеризующийся площадной блочно-квадратной схемой размещения скважин. Система ППД центральной и южной частей залежи сформирована и представлена ячейками заводнения. В целях локализации невырабатываемых участков залежи был проведён анализ элементов заводнения (ЭЗ) пласта Як-III-VII. В качестве критерия прогноза было выбрано значение обводнённости равное 98%. Накопленная добыча по ячейкам заводнения считалась с учётом геометрических коэффициентов участия.

Характер роста ВНФ пласта Як-III-VII обусловлен, в основном, эффектом конусообразования ввиду наличия водоносного горизонта.

Вывод: по объекту Як-III-VII выработка запасов идет равномерно, области не затронутые фильтрацией за счет геологических особенностей пласта вовлекаются в добычу при помощи скважин уплотняющего фонда.

### 2.2.5 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

В последнее время Ванкорское месторождение эксплуатирует скважины, на так называемых, «форсированных отборах». Это означает, что добывающие скважины работают с забойным давлением ниже давления насыщения. Это приводит к тому, что в призабойной зоне пласта начинается дегазация нефти, скважина теряет свою устойчивость, снижается текущий дебит скважины, происходит ранний прорыв газа и увеличение обводненности. На основании данных текущего состояния разработки месторождения можно сделать вывод, что основными причинами снижения дебитов скважин за 2022 г являются:

- увеличение процента обводненности скважин;
- рост газового фактора (оказывающее вредное влияние на работу установок);
- выход на режим вновь введенных скважин;
- снижение пластового давления;
- ухудшение призабойной зоны;
- увеличение выноса механических примесей, что приводит к ухудшению работы погружного насосного оборудования вплоть до выхода его из строя.

Увеличение темпов отбора пласта Як-III-VII приводит к преждевременному обводнению скважин подошвенными водами. Заводнение пласта Як-III-VII в условиях высокой расчленённости, повышенной вязкости

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		31

и низкой плотности сетки скважин приводит к эффектам авто-ГРП и низкому коэффициенту охвата.

Наличие «суперколлектора» на объекте Нх-III-IV осложняет выработку пласта Нх-III. Приконтурное заводнение пласта Нх-III-IV в условиях обширной газовой шапки не компенсирует отборы в целом по залежи.

Низкие фильтрационно-емкостные свойства залежи Нх-I приводят к её сверхплановому истощению.

На основании этого в целях рациональной выработки месторождения рекомендуется:

- снижение максимальных уровней добычи нефти;
- уплотнение сетки скважин и изменение системы разработки для увеличения коэффициента охвата;
- выбор технологии и оборудования для стабилизации и поддержания забойного давления на оптимальном уровне.

### **2.3 Выбор и обоснование проектируемого технического решения для определенных проблем обводнения**

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых и поверхностной вод в ООО «РН-Ванкор» был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлинде Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит (Приложение 3).

Пластовая вода насоновской свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca<sup>2+</sup> – 14,8 мг/л, HCO<sub>3</sub> – 613,7 мг/л, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> – 18,8 мг/л.

Пластовая вода яковлевской свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая

					21.02.01 ДР	Лис 32
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		



минерализация воды составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 539,4 мг/л,  $\text{HCO}_3$  – 315,2 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – 2,9 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-I свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 13,1 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 446,4 мг/л,  $\text{HCO}_3$  – 585,0 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – 55,4 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатнонатриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 160,8 мг/л,  $\text{HCO}_3$  – 871,0 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – 37,3 мг/л.

Общая минерализация воды озера Дэлинде не превышает 68 мг/л. Вода принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 7 мг/л,  $\text{HCO}_3$  – 30,5 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – отсутствует.

Присутствие в анализируемых пробах вод незначительных количеств катионов  $\text{Ba}^{2+}$  и  $\text{Sr}^{2+}$  не учитывалось. Эти компоненты обнаружены не во всех пробах, что указывает на большую вероятность их привнесения в пласт в ходе технологических операций бурения.

Оценка совместимости воды озера Дэлинде с пластовыми водами показала, что:

- вода поверхностного источника озера Дэлинде стабильна, при температурах 20-60 °С и не образует осадков;
- пластовая вода насоновской свиты стабильна и не образует осадков в диапазоне температур 20-40 °С, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;
- пластовая вода яковлевской свиты стабильна и не образует осадков, при температуре 20 °С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

									Лис
									33
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				

- пластовая вода нижнехетской НХ I свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, при температуре 40 °С появляется пленка солей на поверхности раствора, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора и осадок на дне;

- пластовая вода нижнехетской НХ III-IV свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора.

При смешении вод в объемном соотношении, как указано в таблице 6 стабильность воды рассчитывалась по методу Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона

**Таблица 6**

**Соотношения смешения пластовых и поверхностной вод в ПЖД**

Источник воды (наименование свиты)	Соотношение объемов воды, %				
	1	2	3	4	5
яковлевская (Як)	5,0	10,0	15,0	30,0	45,0
нижнехетская НХ-I	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
нижнехетская НХ-III-IV	1,0	5,0	10,0	20,0	20,0
насоновская	94,0	75,0	60,0	40,0	25,0
Поверхностный источник	0,0	10,0	15,0	10,0	5,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Индекс стабильности (SI) указывает на потенциал воды к солеотложению. Если  $SI > 0$ , то термодинамически возможно выпадение соли, если  $SI < 0$ , то выпадения соли не происходит. Причем при  $SI > 1$  наблюдается заметное солеотложение.

В результате моделирования установлено: - вода поверхностного источника озера Дэлинде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения; - пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх III-IV свит склонны к солеотложению кальцита и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Склонность пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх I и нижнехетской Нх III-IV свит к солевывделению кальцита растёт с

повышением температуры. По возрастанию склонности к солевывалению кальцита пластовые воды располагаются вследующий ряд: насоновская < яковлевская < нижнехетская Нх-III-IV < нижнехетская Нх-I. Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевываления кальцита; из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит к солевывалению кальцита не рекомендуется смешивать в системе ППД воды с повышенным содержанием ионов кальция (воды яковлевской и нижнехетской Нх-I свит) и высоким содержанием гидрокарбонат-анионов (воды насоновской и нижнехетской Нх-III-IV свит).

Смешение этих вод создает риск солевываления кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевываления кальцита; из всех протестированных соотношений смешиваемых вод с повышением температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л возможно выпадение кальцита.

Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40°С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

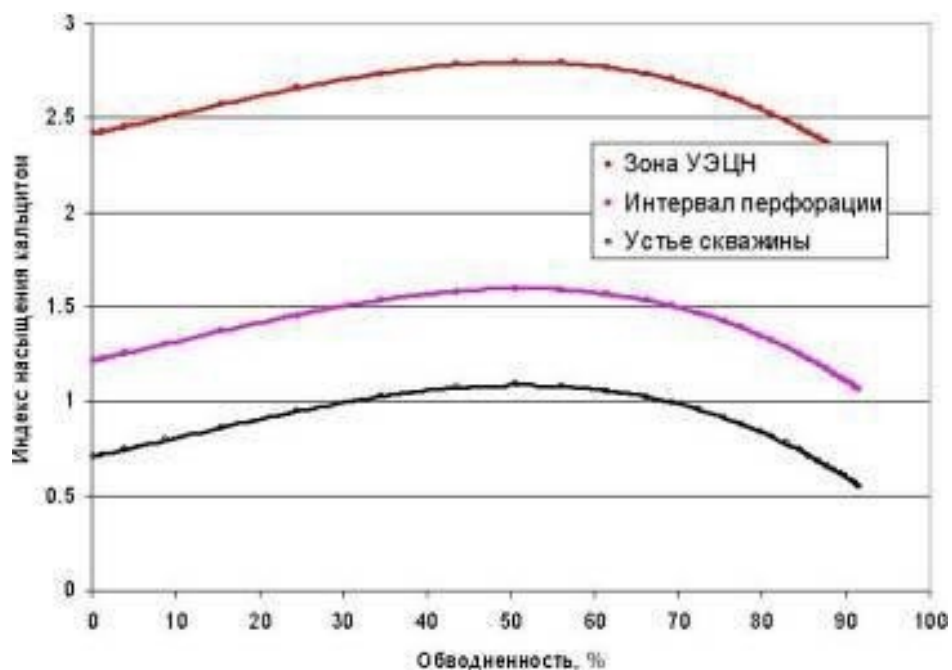
Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения.

На рисунке 6 приведены результаты расчета индекса насыщения кальцитом для условий пласта НХ (32 °С, 61 °С, 16 МПа и 27 МПа соответственно), для зоны УЭЦН (40 °С, 70 °С соответственно и 0,8 МПа) и условий устья скважины (10 °С и 0,4 МПа) в зависимости от обводнённости флюида.

Расчётные данные показали, что в процессе разработки потенциал солеотложения добываемой воды, особенно в зоне УЭЦН достаточно высок.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		35

Причем для добываемой воды из пласта Як вплоть до 80 % обводнённости, а для воды из пласта НХ во всем диапазоне изменения обводненности. Индекс насыщения показывает только склонность добываемой воды к солеотложению, в реальных условиях реализация потенциала солеобразования будет определяться дебитом скважины, забойным давлением и способом добычи.



**Рис. 6 Зависимость индекса насыщения добываемой воды кальцитом от обводнённости продукции для пласта НХ в ПЗП, на УЭЦН и на устье скважины**

#### **2.4 Проектирование технического решения для реализации на Ванкорском месторождении**

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии, при соотношении раствор соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:0,005-1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное

действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет > 90 %.

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием, при такой обработке, является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины промываются раствором ПАВ для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки. Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавлять ингибитор солеотложения.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом,

							21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат				37

пентапластом с графитом и алюминием, ЖКП позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжелыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения. Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения (с предварительным анализом совместимости систем).

В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м<sup>3</sup> попутно-добываемой воды):

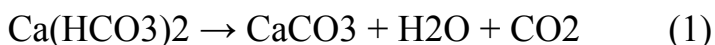
- Descum 2D-3611C не менее 20;
- Ипроден С-1 не менее 20;
- Акватек 511М 20-30.

Подтоварная и артезианская воды в поверхностных условиях склонны к риску выпадения кальцита. Изменение индекса насыщения попутно-

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				38

добываемой воды (риск солеопасности) наиболее чувствителен к изменению забойного давления и содержанию солеобразующих ионов в водной среде.

Риск выпадения кальцита отмечен только в скважинах пласта Нх 3-4. Превалирует тенденция повышения риска выпадения кальцита к устью скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного CO<sub>2</sub> в попутно-добываемой воде. В ряде случаев риск выше в забойных условиях и на УЭЦН, когда температура оказывает более сильное влияние на выпадение кальцита, чем эффект разгазирования. Причиной выпадения кальцита в скважине является изменение термобарического равновесия в пластовой воде. При поступлении ее на забой изменяется содержание растворенного CO<sub>2</sub> между водной и нефтяной фазами, обедняясь CO<sub>2</sub>, водная фаза выделяет кальцит:



Процесс может усиливаться на приеме УЭЦН из-за нагрева потока погружным электродвигателем и снижения растворимости кальцита. Если влияние данных факторов невелико и в воде сохранилось высокое солевое содержание растворенного гидрокарбоната, то в условиях сильного разгазирования в НКТ и появлении газовой фазы, процесс выпадения кальцита провоцируется вновь.

При анализе рисков выпадения кальцита в пластовых условиях при смешивании пластовых и закачиваемых вод использован средний ионный состав пластовых, подтоварной и артезианской вод.

По результатам моделирования смешения пластовых вод с закачиваемыми установлено, что их смешивание приводит к повышению неустойчивости пластовых вод и усилению выпадения кальцита. Однако интенсивность выпадения различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост выпадения с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление неустойчивости происходит при 28 % и выше содержания подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенном ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо

					<b>21.02.01 ДР</b>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

рост нестабильности проявляется при смешивании пластовой воды Нх 3-4 с подтоварной водой с постоянным увеличением интенсивности выпадения кальцита при повышении содержания подтоварной воды в смеси.

Данное явление объясняется различием в содержании солеобразующего катиона кальция в пластовых и подтоварной водах. Наиболее велико различие в содержаниях катиона  $\text{Ca}^{2+}$  для смеси пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды. Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Наиболее существенно этот факт проявляется для пластовой воды Нх 3-4. Это связано с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовой водой Нх 3-4.

Среди различных существующих способов и технологий защиты от солеотложения для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта Нх3-4 Ванкорского месторождения наиболее приемлемы следующие технологии:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения по пробковой технологии в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с осложненным добывающим фондом скважин.

Метод постоянного дозирования ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки на прием насоса (либо под ПЭД) с помощью капиллярной системы. Гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины и отсутствие непроизводительных потерь ингибитора – главные достоинства технологии. Однако данный метод не защищает от

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				40



солеотложения ПЗП скважины и интервал от забоя скважины до приема ЭЦН, также постоянно занята внешняя затрубная задвижка.

Технология задавливания ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта заключается в задавливании пачки ингибитора в предварительно подготовленную призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе добычи при фильтрации добываемой жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции ингибитора, который вместе с пластовой жидкостью поступает в скважину. Технология состоит из 3 этапов: этап предварительной подготовки пласта, этап закачки основного объема ингибитора солеотложения и этап продавки объема раствора ингибитора в пласт. Использование взаимного растворителя (ВР) позволяет очищать обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удалять с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти и увеличивать площадь поверхности, контактирующей с ингибитором солеотложения, обеспечивая подготовку пласта для оптимальной сорбции ингибитора на породе с последующей медленной и полной десорбцией ингибитора. При использовании этой технологии защита распространяется на призабойную зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации. Недостатком является необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором, контакт которого с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим.

Технология дозирования ингибитора через систему ППД состоит в закачке ингибитора в нагнетательную скважину, которая продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора определенного объема. Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, постоянна. Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины в течение первых десяти дней после закачки. Поступление ингибитора продолжается в течение 4-6 месяцев с момента начала работ.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		41

Достоинства метода – защита всех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы и защита целой группы солеотлагающих скважин. Большой расход ингибитора, невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участках (что снижает эффективность ингибирования) и ограниченные условия применения (экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин) являются основными недостатками метода.

## **2.5 Определение технологической эффективности при реализации технического решения**

### **2.5.1 Исходные данные для определения технологической эффективности**

На модельных растворах вод, отличающихся склонностью к солеобразованию кальцита в условиях повышенных температур, пластовой воде нижнехетской НХ-III-IV свиты и молельной смеси вод объёмного соотношения, % - яковлевская: нижнехетская НХ-I : нижнехетская НХ-III-IV : насоновская : озёрная = 45:5:20:25:5 (модель № 5), были протестированы три ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань), Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), Descum-2D-3611С (ГК «Миррико», г. Казань).

Результаты коррозионных испытаний ингибиторов солеотложения представлены в таблице 7.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		42

Таблица 7

### Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Концентрация товарной формы, %	Продолжительность опыта, час	Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> час
Ипроден С-1	100	6	0,15
Акватек 511 М	100	6	0,03
Descum 2D-3611C	100	6	0,04

Борьба с солеотложением направлена на увеличение межремонтного и межочистного периода.

Межремонтный и межочистной периоды до реализации предлагаемого технического решения представлены в таблице 8.

Таблица 8

### Межремонтный и межочистной периоды до реализации предлагаемого технического решения на примере скважин №557 и №962

Период	Длительность (скважина №557), сут.	Длительность (скважина №962), сут.
Межремонтный	462,5	264,8
Межочистной	480,3	312,4

### 2.5.2 Выбор метода определения технологической эффективности

Технологическая эффективность применения методов борьбы с солеотложениями выражена в эффективности ингибирования выпадения кальцита и эффективном остаточном содержании реагентов для предотвращения солеотложения.

Также технологическая эффективность в рамках борьбы с солеотложениями заключается в увеличении межремонтного и межочистного периодов.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		43

### 2.5.3 Расчет технологической эффективности при реализации проектируемого технического решения

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить выпадение кальцита. Для предупреждения солеотложения при температуре  $\leq 60^{\circ}\text{C}$  ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л (г/м<sup>3</sup>), при температуре  $\geq 90^{\circ}\text{C}$  ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м<sup>3</sup>). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в БРХ по технологии постоянного дозирования.

Анализ показал, что наиболее целесообразна технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт для скважин низкой и средней обводненности, а с ростом обводненности добываемой продукции более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Для реализации технологий предупреждения солевых выпадений был проанализирован ряд ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. В соответствии с методиками, определены основные физико-химические показатели ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. По физико-химическим свойствам ингибиторы солеотложения и реагенты комплексного действия, в целом, удовлетворяют требованиям.

Тестирование эффективности ингибирования выпадения кальцита проводилось статическим и динамическим методами. В качестве МПВ исследовались МПВ Яковлевской Як 3-7 (скважина №557) и Нижнехетской Нх 3-4 свит (скважина №962).

Определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования  $\text{CaCO}_3$  статическим методом и эффективное остаточное

									Лис	
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР					44

содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO<sub>3</sub> по результатам динамического теста (определялось по блокированию капилляра при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора и с ингибитором). Определено эффективное остаточное содержание ингибиторов солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO<sub>3</sub>. На основании проведенного тестирования установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статического тестирования на моделях вод Як 3-7 и Нх 3-4 свит с эффективностью выше 90 % ингибируют выпадение кальцита в дозировках 10-20 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 3 до 10 мг/л.

Отметим, что на основании данных, отраженных в таблице 5 можно сделать вывод, что наиболее эффективным для борьбы с солеотложением является ингибитор Акватек 511М. Выбор сделан в пользу указанного ингибитора, т.к. при его использовании более низкая скорость коррозии и при его использовании солеотложение кальцита.

Кроме этого необходимо акцентировать внимание на снижение межремонтного и межочистного периодов для рассматриваемых скважин (таблица 9).

**Таблица 9**

**Межремонтный и межочистной периоды после реализации предлагаемого технического решения на примере скважин №557 и №962**

Период	Длительность (скважина №557), сут.		Длительность (скважина №962), сут.	
	До	После	До	После
Межремонтный	462,5	741,5	264,8	497,8
Межочистной	480,3	648,4	312,4	416,3

Таким образом, использование ингибитора Акватек 511М позволит снизить солеобразование скважин, что приведет к увеличению межремонтного и межочистного периодов и соответственно повысить эффективность добычи на Ванкорском месторождении. На рассматриваемых скважинах межремонтный период увеличится от 60% до 88%, а межочистой период увеличится от 33% до 35%.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		46

### 3. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

#### 3.1 Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения

В данном разделе рассматривается экономическая эффективность работ по борьбе с солеотложениями на Ванкорском месторождении на основе решений, приведённых в технологической части работы.

Далее приведены экономические расчеты эксплуатационных затрат на проведение мероприятий по борьбе с солеотложениями.

#### 3.2 Исходные данные для расчета экономических показателей проекта

В качестве исходных данных возьмем следующие значения:

- стоимость тонны Акватек – 114 тыс.руб/т;
- количество ингибитора – 384 тонн в год;
- стоимость устройства дозирования подачи химреагентов, – 1 750 380 руб;
- количество оборудования – 32 ед.;
- количество сотрудников, обслуживающих установки – 15 человек.

#### 3.3 Расчет экономических показателей проекта

##### 3.3.1 Капитальные вложения

Закачка ингибитора происходит на оборудовании принадлежащем Ванкорскому месторождению, первоначальная стоимость одной единицы устройства дозирования подачи химреагентов составляет 1 750 380 руб.

									Лис
									47
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				

Рассчитаем годовую амортизацию одной единицы оборудования линейным способом, линейный метод амортизации подразумевает списание стоимости основного средства одинаковыми пропорциональными частями на протяжении всего времени его использования, срок полезного установлен в 60 месяцев:

$$AM = C / СПИ \quad (1)$$

$$AM = 1\,750\,380 / 5 = 350\,076 \text{ руб. в год на 1 ед. оборудования.}$$

где  $C$  — первоначальная или восстановительная стоимость объекта ОС;

СПИ – срок полезного использования объекта ОС в годах. На 32 единицы оборудования:  $350\,076 * 32 = 11\,202\,432$  руб.

Работу проводит оператор по добыче нефти и газа в должностные обязанности, которого входит обслуживание установок для дозирования подачи химреагентов. На данную работу один оператор в среднем тратит 1 час в неделю. Следовательно 52 часа в год.

Тарифная ставка оператора по добыче нефти и газа 5 разряда составляет 452,28 руб./час.

Районный коэффициент к заработной плате составляет 1,6, процентная надбавка к заработной плате за работу в Районах Крайнего Севера и местностях приравненных к ним в равна 60%, премии в размерах, порядке и на условиях, предусмотренных внутренними локальными нормативными документами в среднем 15%.

Рассчитаем затраты на оплату труда одного оператора, обслуживающего установку в год:

$$ЗП = (\text{Тарифная ставка (часовая)} * \text{К-во отработанных часов} * \text{Районный коэффициент}) + \text{Надбавка} + \text{Премия} \quad (2)$$

$$ЗП = (452,28 * 52 * 1,6) + 60\% + 15\% = 69\,239 \text{ руб / мес}$$

Проведем начисление страховых взносов. Работодатель перечисляет три вида взносов:

$$\text{ФСС} - \text{ставка } 2,9\%; \text{ ПФР} - \text{ставка } 22\%; \text{ ФФОМС} - \text{ставка } 5,1\%$$

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					48

21.02.01 ДР



Общий размер процента взносов от зарплаты составляет 30%. Общий взнос =  $69\,239 * 30\% = 20\,771,7$  руб.

Итого расходы на оплату труда одного оператора обслуживающего установку составляют 90 010,7 руб. / мес.

На 15 сотрудников:  $90\,010,7 * 15 = 1\,350\,160,5$  руб.

Затраты на покупку ингибитора Акватек составляют:  $384 * 114\,000 = 43\,776$  тыс. руб.

Так как Ванкорское месторождение находится на севере Красноярского края, что в 250 км на юго-западе от Норильска. В Ванкоре существует сеть автомобильных дорог. В период с декабря по май транспортировка грузов на месторождение происходит по зимнику длиной 265 км. В остальное время года возможна доставка авиатранспортом.

Транспортные услуги составляют около 20 % от стоимости самого ингибитора.

Для ингибитора Акватек – 8 755 200 руб.

Рассчитаем ценовой критерий для ингибитора Акватек:  $K = 114\,000 * 20 * 10^{-6} = 2,28$  руб.

Результаты расчета представлены в таблице 10.

**Таблица 10**

**Результаты расчета экономических затрат на применение ингибиторов**

Показатель	Ед. изм.	Акватек
Амортизация оборудования	руб.	11 202 432
Расходы на оплату труда	руб.	1 350 161
Количество ингибитора	тонн.	384
Стоимость ингибитора	руб./т.	114 000
Итого затраты на ингибитор	руб.	43 776 000
Ценовой критерий (К)	руб.	2,28
Транспортные затраты	руб.	8 755 200
Итого	руб.	65 083 793,00





#### 4.1 План мероприятий по обеспечению требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ

В технологическом процессе закачки растворителя в затрубное пространство скважины используется установка МБРХ. При выполнении работ по борьбе с солеотложениями методом закачки ингибиторов возникают вредные и опасные факторы, представленные в таблице 11.

**Таблица 11**

#### Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при выполнении работ по борьбе с солеотложением

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) эксплуатация и обслуживание скважин; 2) закачка химических реагентов.	1) отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2) загазованность рабочей зоны; 3) воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм; 4) повреждения в результате контакта с насекомыми.	1) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) пожароопасность; 4) работы с оборудованием под высоким давлением.	1) 4156-86 СП для нефтяной промышленности»; 2) СанПиН 2.2.2.540-96; 3) СанПиН 2.2.4.548-96; 4) СанПиН 3.2.3215-14; 5) СНиП 23-05-95.

#### 4.2 План мероприятий по обеспечению требований санитарно-гигиенических требований при проведении проектируемых работ

К вредным производственным факторам при проведении мероприятий по борьбе с солеотложением относятся:

- отклонение показателей климата на открытом воздухе

На Ванкорском месторождении применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы, солнцезащитные очки, каска), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухопроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

Коллективная защита на месторождении: сокращение времени пребывания персонала на открытом воздухе, доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте, для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

- загазованность рабочей зоны

При выполнении работ по борьбе с солеотложениями, зачастую используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия.

Существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования. Химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы. На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты: противогазы, очки, защитные маски.

Коллективные средства защиты: ограждения, препятствующие появлению человека в опасной зоне, устройство вытяжной местной вентиляции.

- воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				53

В процессе проведения работ по борьбе с солеотложениями, возможно поступление токсичных в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): пневмокостюм, очки защитные, резиновые перчатки.

Коллективные средства защиты: ограждения, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

- повреждения, наносимые насекомыми

Из-за работ проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

К опасным производственным факторам при борьбе с солеотложениями относятся:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных заграждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

- электрический ток

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				54

На Ванкорском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промышленных объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин.

На месторождении используются следующие средства защиты людей: обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры), индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики, спецодежда и тканей с антистатической нитью), заземление.

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м друг от друга и обычно имеют длину 3 м и диаметр 5 см.

- работы с оборудованием под высоким давлением

Оборудование, работающее под давлением 0,07 МПа и выше, должно эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Для обслуживания верхней части фонтанной арматуры (осмотр, смена штуцеров, исследование скважины) сооружается металлическая площадка с рифленным полом, лестницей с перилами, обеспечивая удобное и безопасное ведение работ в любом месте фонтанной арматуры. При появлении первых признаков нефтегазопроявления, при проведении электрических или перфорационных работ, в скважине необходимо прекратить ведение работ.

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				55

### 4.3 План мероприятий по обеспечению требований противопожарной безопасности при проведении проектируемых работ

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки; движущиеся части разрушившихся аппаратов; электрический ток; взрыв.

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

Пожарный инвентарь: монопомпы, огнетушители (ОП-50, ОП-10, ОП-8, углекислотные), пеногенератор (ГПС-200), рукава с гайками и без гаек, запас воды, пожарные щиты (кошма, вёдра, лопаты, багры), ящики с песком.

При проведении работ по борьбе с солеотложениями к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		56







## **5.2 План мероприятий, обеспечивающий выполнение требований охраны окружающей среды и охраны недр при проведении проектируемых работ**

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбросом газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизацией попутного нефтяного газа на нужды промысла.

На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях.

В целях охраны и рационального использования земель при освоении Ванкорского месторождения предусматривается:

- изъятие земель для размещения объектов по минимально допустимым нормам отвода;
- строительство скважин группами («кустами») на общих технологических площадках и прокладка трубопроводов, ЛЭП и автодорог в едином коридоре коммуникаций;
- строительство водопропускных сооружений;

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		59

- герметизация основных технологических процессов;
- соблюдение правил обращения с токсичными веществами, размещение реагентов и ГСМ в подготовленных складах, отходов - на специально построенных полигонах;
- создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (кустовые площадки, шламовые амбары, склады ГСМ).

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- сбор и отвод поверхностных и грунтовых вод, исключаящие их сток по траншеям трубопроводов;
- закрепление трубопроводов на переходах через реки, ручьи и болота;
- закрепление текучепластичных грунтов на болотах I и II типов неткаными синтетическими материалами;
- устройство водопропускных сооружений;
- отвод воды, используемой для очистки и испытания трубопроводов, в специально подготовленные водоемы, не связанные с системой местных водотоков.

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

- природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; метели и снежные заносы;
- техногенного характера: пожар на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		60



возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- перечень возможных аварий на объекте;
  - способы оповещения об аварии, пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
  - действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
  - список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
  - способы ликвидации аварий в начальной стадии.
- Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
  - список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
  - акты испытания СИЗ, связи, заземления;
  - график и схему по отбору проб газовой среды;
  - технологическая схема объекта;
  - годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.

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

					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		62

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был рассмотрен процесс солеотложения, которому подвергается подземное и наземное нефтепромысловое оборудование в процессе эксплуатации.

Одной из проблем на Ванкорском месторождении является солеотложения и борьба с ними. Были выявлены причины солеотложений, которым подвергаются призабойная зона пласта и погружное насосное оборудование при длительной эксплуатации. Также рассмотрены способы борьбы с солеотложениями, такие как: постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку, задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта, дозирование ингибитора солеотложения по пробковой технологии в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с осложненным добывающим фондом скважин. С целью подбора оптимального решения был проведен анализ фонда скважин с высоким показателем солеотложения.

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита. Установлено, что смешение подтоварных и пластовых вод приводит к увеличению нестабильности системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах.

Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения. Сделан вывод о том, что ингибитор марки Акватек 511М отличается наиболее низкой коррозионной агрессивностью, скорость коррозии на 33% меньше чем у Descum-2D-3611С, и в 5 раз ниже чем Ипроден С-1. Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01 ДР				63









25 ноября 2018 года / Отв. ред. А.В. Авдеев. – Ростов-на-дону: ДГТУ Принт, 2018. – С. 181-187

26. Смирнов Н. И. Ресурсные испытания ЭЦН: Тест на износ. Современные методы испытания ЭЦН на ресурс / Н. И. Смирнов. // Нефтегазовая вертикаль. - 2020. - № 12. - С. 168-171

27. Современная практика предупреждения и удаления солеотложений / Г. Р. Пучина, В. В. Рагулин, А. Г. Телин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 2. – С. 72-80

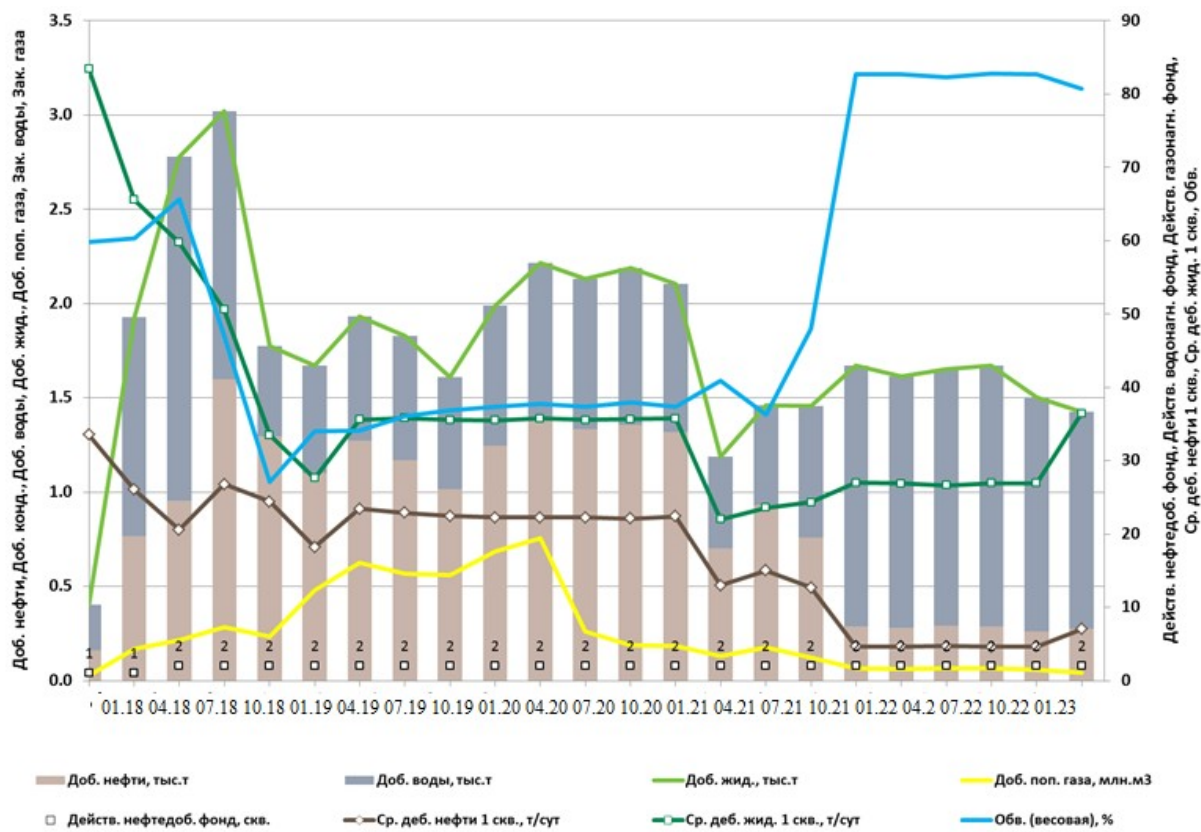
28. Чебунин А. Контейнер в скважине. На переднем крае борьбы с отложениями солей / А. Чебунин // Арсенал нефтедобычи. - 2021. - № 3. - С. 10- 11

29. Чилимская А. А. Цель применения технологических жидкостей для ремонтных работ / А. А. Чилимская // Научные исследования будущего: стратегии и задачи развития: Сборник статей V Международной научно-практической конференции, Саратов, 10 ноября 2020 года. – Саратов: Индивидуальный предприниматель Емельянов Николай Владимирович, 2020. – С. 35-39

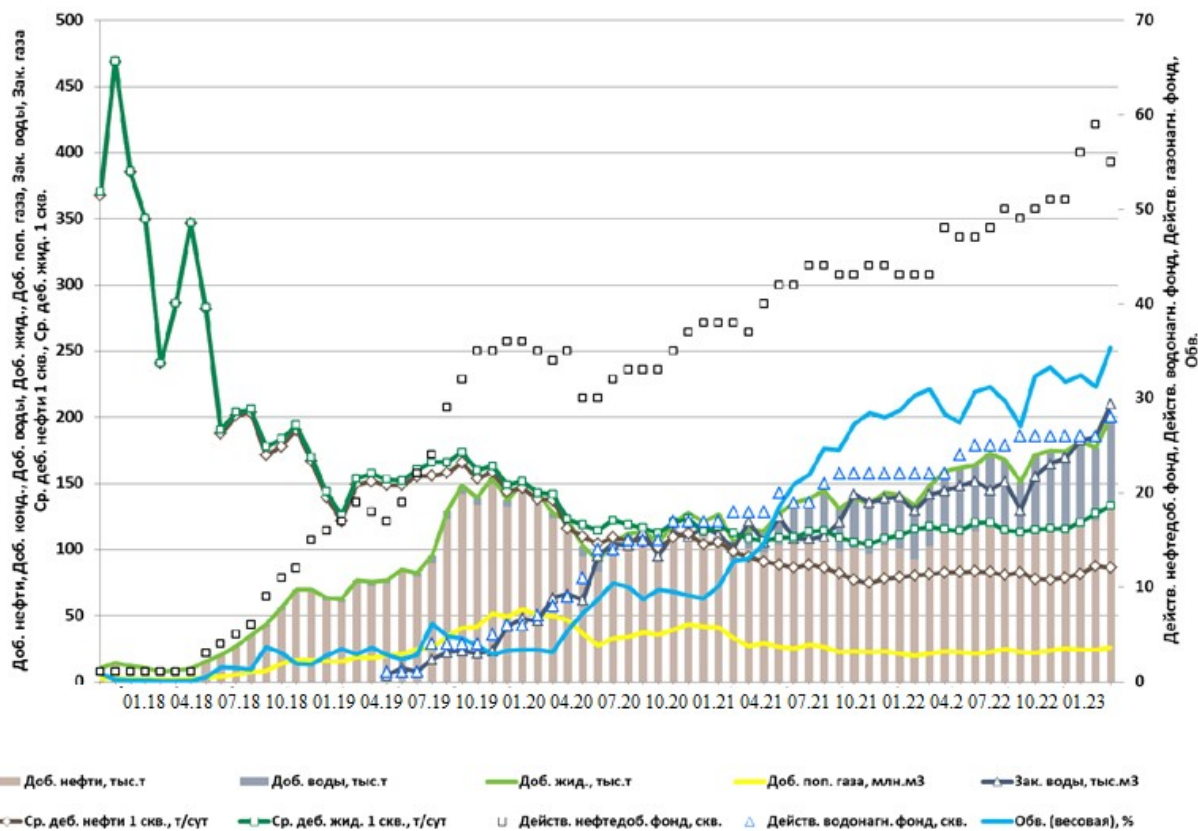
					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		67



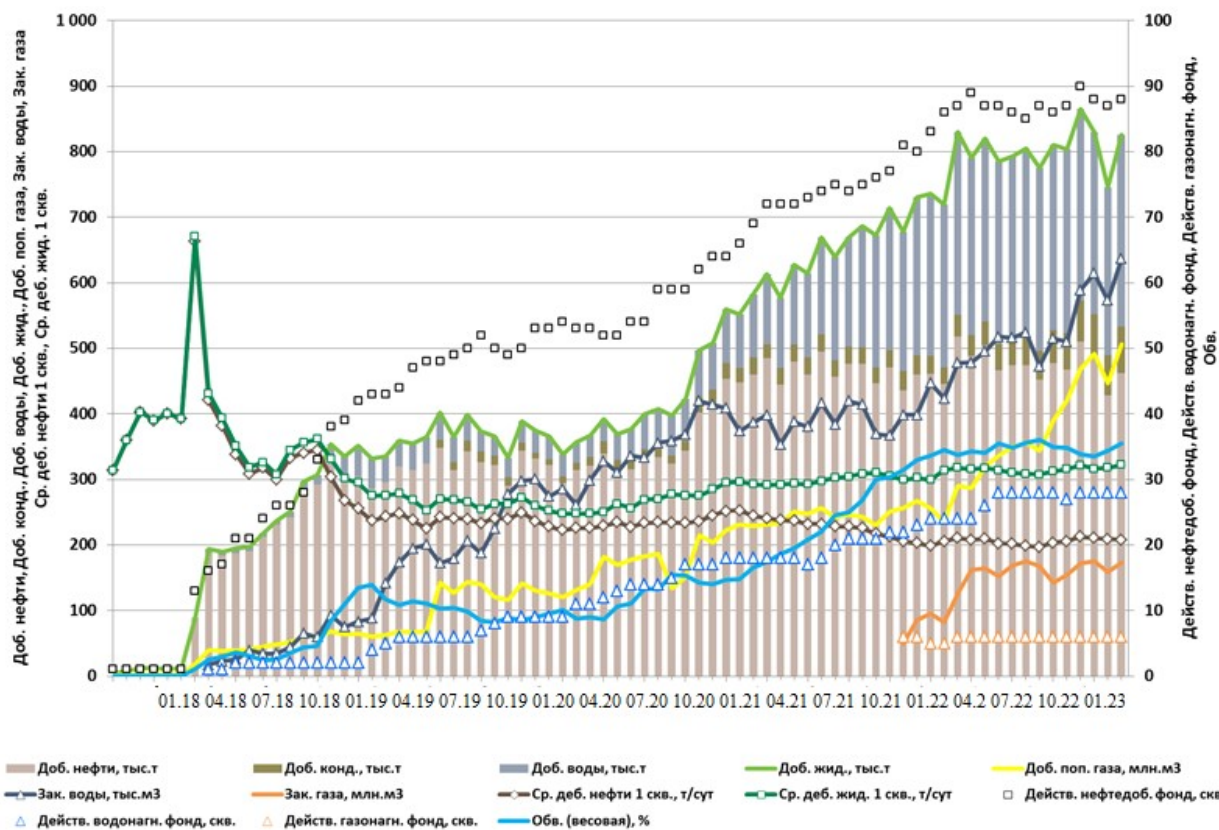




Динамика основных показателей разработки объекта Сд-IX Ванкорского месторождения



Динамика основных показателей разработки объекта Нх-1 Ванкорского месторождения



Динамика основных показателей разработки объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения

Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

21.02.01 ДР

Лис

71







СВн-2	Як-III-VII	15760,0	5559,4	532,1	73,1	9434,5	2,9	315,2	8,0	2,5	8,0	39,0	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 13,68 Sr <sup>-</sup> 374,65 Ba <sup>-</sup> 14,26	Хлоридно-кальциевый
-------	------------	---------	--------	-------	------	--------	-----	-------	-----	-----	-----	------	---	---------------------

Среднее по пласту, мг/л	15453,1	5353,1	539,4	102,3	9080,4	2,9	315,2	8,0	2,5	8,0	39,0	-	-
-------------------------	---------	--------	-------	-------	--------	-----	-------	-----	-----	-----	------	---	---

Нижнехетская свита НХ-I

Вн-15	НХ-I	9819,4	3180,1	216,5	40,2	3079,5	130,0	3062,2	23,0	2,7	0,3	39,9	-	Гидрокарбонатно-натриевый
-------	------	--------	--------	-------	------	--------	-------	--------	------	-----	-----	------	---	---------------------------

Вн-15	НХ-I	13386,0	4655,5	648,0	27,7	7923,0	18,0	113,0	13,3	4,3	-	42,2	Ba <sup>-</sup> 12,6 Sr <sup>-</sup> 85,3	Хлоридно-кальциевый
-------	------	---------	--------	-------	------	--------	------	-------	------	-----	---	------	--	---------------------

Вн-15	НХ-I	16213,0	5376,8	693,0	28,9	10000,0	17,8	96,0	12,8	4,9	-	45,2	Ba <sup>-</sup> 12,6 Sr <sup>-</sup> 86,8	Хлоридно-кальциевый
-------	------	---------	--------	-------	------	---------	------	------	------	-----	---	------	--	---------------------

Вн-15	НХ-I	-	419,3	60,1	12,6	603,5	12,3	305,0	-	-	0,5	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 11	Гидрокарбонатно-натриевый
-------	------	---	-------	------	------	-------	------	-------	---	---	-----	---	---------------------------------	---------------------------

Вн-15	НХ-I	-	570,4	92,2	14,6	926,6	82,3	183,0	-	-	0,9	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 22	Хлоридно-кальциевый
-------	------	---	-------	------	------	-------	------	-------	---	---	-----	---	---------------------------------	---------------------

Вн-15	НХ-I	-	5989,2	741,5	36,5	10508,0	65,8	183,0	-	-	9,4	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	Хлоридно-кальциевый
-------	------	---	--------	-------	------	---------	------	-------	---	---	-----	---	------------------------------	---------------------

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----

Вн-15	НХ-I	-	6069,0	673,8	72,4	10721,0	61,7	152,5	-	-	9,4	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 22	Хлоридно-кальциевый
-------	------	---	--------	-------	------	---------	------	-------	---	---	-----	---	---------------------------------	---------------------

Среднее по пласту, мг/л	13139,5	3751,5	446,4	33,3	6251,7	55,4	585,0	16,4	4,0	4,1	42,4	-	-
-------------------------	---------	--------	-------	------	--------	------	-------	------	-----	-----	------	---	---

Нижнехетская свита НХ-III-IV

Вн-7	НХ-III-IV	11920,9	4366,2	140,6	48,7	6586,3	13,2	707,6	7,7	14,3	9,3	31,9	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 13,68	Гидрокарбонатно-натриевый
------	-----------	---------	--------	-------	------	--------	------	-------	-----	------	-----	------	------------------------------------	---------------------------

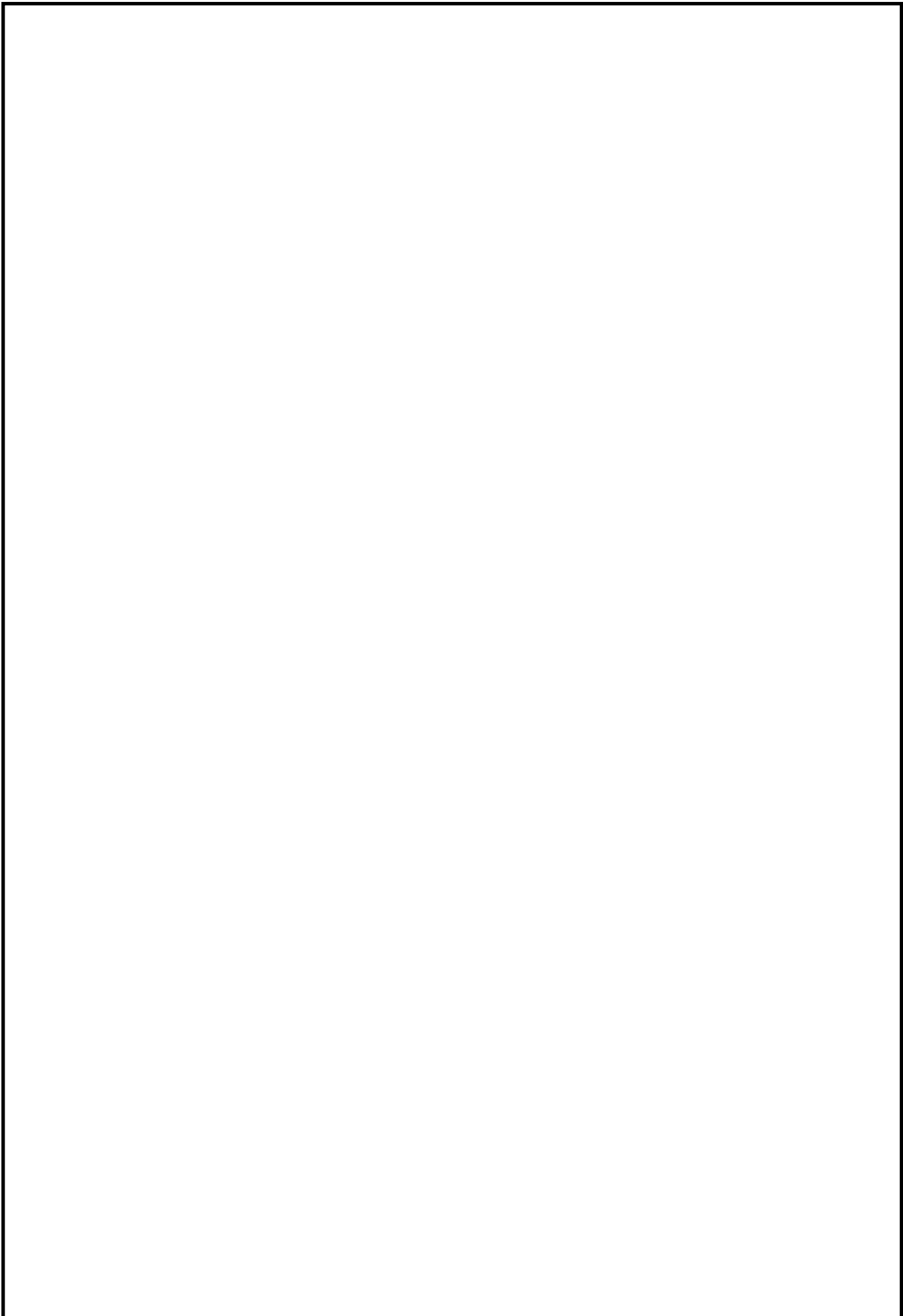
Вн-7	НХ-III-IV	-	4133,8	200,4	42,0	6300,0	107,0	823,5	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый
------	-----------	---	--------	-------	------	--------	-------	-------	---	---	---	---	---	---------------------------

Вн-8	НХ-III-IV	6499,0	2461,9	45,1	18,0	3150,0	214,0	610,0	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый
------	-----------	--------	--------	------	------	--------	-------	-------	---	---	---	---	---	---------------------------

Вн-8	НХ-III-IV	7686,8	2895,9	54,8	14,5	4019,2	Н.об.	640,5	4,4	17,4	2,5	19,7	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 9,17	Гидрокарбонатно-натриевый
------	-----------	--------	--------	------	------	--------	-------	-------	-----	------	-----	------	-----------------------------------	---------------------------

Вн-15	НХ-III-	18369,5	6410,1	765,5	13,7	10680,6	6,6	378,2	17,5	7,5	0,3	39,9	-	Хлоридно-кальциевый
-------	---------	---------	--------	-------	------	---------	-----	-------	------	-----	-----	------	---	---------------------

	IV														
СВН-1	НХ-III-IV	9861,0	3458,4	210,8	24,4	5584,2	3,3	500,2	9,2	17,3	3,2	16,6	-	Хлоридно-кальциевый	
СВН-2	НХ-III-IV	13473,6	4727,1	60,2	36,6	5518,3	6,6	3050,0	8,0	15,9	10,3	33,0	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 72,93 Ba <sup>-</sup> 14,26	Гидрокарбонатно-натриевый	
СВН-2	НХ-III-IV	380,0	4161,7	75,0	63,8	4917,5	14,1	3123,2	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
СВН-3	НХ-III-IV	9618,9	3517,9	140,6	12,2	5573,8	14,8	292,8	8,1	17,3	8,4	31,4	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 16,1	Хлоридно-кальциевый	
СВН-3	НХ-III-IV	8727,1	3179,6	107,0	75,9	5143,0	17,9	275,0	-	-	-	-	Ba <sup>-</sup> 2,33 Sr <sup>-</sup> 17,9	Хлоридно-кальциевый	
СВН-3	НХ-III-IV	8727,1	3219,2	85,0	43,8	5114,0	25,2	214,0	-	-	-	-	Ba <sup>-</sup> 7,1 Sr <sup>-</sup> 11,2	Хлоридно-кальциевый	
СВН-3	НХ-III-IV	9069,0	3332,4	145,6	3,7	5308,4	13,2	219,6	8,5	20,3	8,3	26,1	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 16,1	Хлоридно-кальциевый	
СВН-4	НХ-III-IV	7277,9	2761,6	59,5	6,5	3915,9	11,5	488,0	6,0	9,7	0,5	19,7	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 6,44 Sr <sup>-</sup> 5,75 Ba <sup>-</sup> 1,39	Гидрокарбонатно-натриевый	
Среднее по пласту, мг/л		9300,9	3740,4	160,8	31,4	5523,9	37,3	871,0	8,7	15,0	5,4	27,3	-	-	



					21.02.01 ДР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		75