

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Оптимизация механизированной добычи на примере скважин Ванкорского  
месторождения

Руководитель \_\_\_\_\_ профессор, канд. техн. наук М.Т. Нухаев  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ С. В. Шапочкин  
подпись, дата

Консультант:  
Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_ С. Н. Масаев  
подпись, дата

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ С. В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Шапочкину Сергею Владимировичу

Группа ЗНБ16-04Б Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело  
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Оптимизация механизированной добычи на примере скважин Ванкорского месторождения.

Утверждена приказом по университету № 6236/с от 13.05.2021 г.

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, профессор, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газонефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР: 1. Геологическая часть, 2. Технологическая часть, 3. Специальная часть, 4. Экология и безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_  
подпись

С. В. Шапочкин

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оптимизация механизированной добычи на примере скважин Ванкорского месторождения» содержит 78 страниц текстового документа, 16 таблиц, 13 рисунков, 23 использованных источников.

ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА, ОПТИМИЗАЦИЯ.

В данной бакалаврской работе представлены геолого-промысловая характеристика и состояние разработки ЗАО «Ванкорнефть», общие сведения об установках погружных электроцентробежных насосов, анализ работы фонда скважин и причины выхода из строя УЭЦН.

По итогу бакалаврской работы был рассмотрен проект оптимизации работы скважин данного месторождения, технологический и экономический эффекты от мероприятия, освещены вопросы безопасности и экологичности при эксплуатации скважин установками погружных электроцентробежных насосов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Общая и геологическая части .....	7
1.1 Географическое и административное положение месторождения.....	7
1.2 Природно-климатические условия района.....	10
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	11
1.4 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов.....	14
1.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	18
1.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов .....	20
1.7 Запасы углеводородов .....	25
2 Технологическая часть .....	26
2.1 Анализ текущего состояния разработки.....	26
3 Специальная часть .....	39
3.1 Общие сведения об установках погружных электроцентробежных насосов на Ванкорском месторождении .....	39
3.1.1 Анализ причин отказов УЭЦН .....	41
3.2 Проект мероприятий по оптимизации работы механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения.....	44
3.2.1 Анализ и подбор методов борьбы с пескопроявлением на скважинах ..	44
3.2.2 Анализ и подбор методов по предупреждению отложения солей на нефтепромысловом оборудовании.....	50
3.2.3 Анализ и подбор методов борьбы с АСПО на нефтепромысловом оборудовании.....	57
3.2.4 Анализ и подбор методов борьбы с коррозией оборудования.....	60
3.2.5 Анализ и подбор методов борьбы с высоким газовым фактором .....	62
4 Безопасность и экологичность.....	66
4.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	66

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	68
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	68
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	70
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	70
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	72
4.7 Экологичность проекта.....	73
Заключение .....	74
Список сокращений .....	75
Список использованных источников .....	76

## ВВЕДЕНИЕ

Механизированная добыча обычно ассоциируется с поздними стадиями разработки нефтяных и газовых месторождений, характеризующимися пониженными пластовыми давлениями и повышенной добычей пластовой воды.

Если пласт не имеет достаточной энергии для подъема нефти, газа и воды из скважин на поверхность в необходимых количествах, то могут применяться методы стимулирования добычи. Для поддержания пластового давления или продуктивности скважин при вторичных методах добычи производится закачка в пласт газа или воды. Тем не менее, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый темп отбора, а в ряде случаев вообще не обеспечивает притока пластовых флюидов к скважине, необходимо переходить на механизированную добычу. Подъем жидкости на поверхность происходит за счет энергии на забое скважины или уменьшения плотности жидкости в скважине, в результате гидростатическое давление на пласт снижается, так что имеющаяся пластовая энергия обеспечивает приток к скважине и рентабельные объемы добычи углеводородов. Механизированная добыча способствует также увеличению отдачи пласта благодаря снижению предельного уровня забойного давления, при котором эксплуатация скважины становится нерентабельной и ее приходится ликвидировать.

Технология механизированной добычи получила широкое признание, хотя новые разработки продолжают играть определенную роль при решении проблем и задач, связанных с добычей углеводородов. Недавние усовершенствования снизили затраты на подъем жидкости благодаря применению более коррозионно-стойких компонентов систем, оптимальному использованию энергии и повышению надежности. Традиционные возможности механизированной добычи расширены через применение нескольких таких способов в одной скважине, например, газлифта или струйных насосов в

комбинации с погружными установками электроприводного центробежного насоса (далее – УЭЦН) и винтовыми насосами, оснащенными погружными электродвигателями.

В настоящее время на Ванкорском месторождении применяют два способа эксплуатации - фонтанный и с помощью УЭЦН. Основным способом эксплуатации является механизированный с помощью которого 93% добычи, фонтанным-7% добычи нефти.

В силу организационной ситуации, сложившейся в данный момент на Ванкорском месторождении, существует основной подрядчик для поставки насосного оборудования фирма «Baker Hughes». На Ванкорском месторождении применяется насос «Центр-лифт» различной модификации в зависимости от требуемой производительности.

Данная работа направлена на рассмотрение возможных путей оптимизации механизированной добычи на примерах скважин Ванкорского месторождения, то есть добычи скважинного флюида УЭЦН. Для оптимальной добычи и работы оборудования нужно квалифицированно подобрать необходимый типоразмер УЭЦН. Так же учесть осложнения, возникающие при эксплуатации скважин и влияющие на продолжительность и надежность работы оборудования, такие как:

- присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин;
- высокий газовый фактор;
- высокая минерализация попутной воды в скважинном флюиде;
- коррозия.

В конечном итоге, все мероприятия по оптимизации механизированной добычи, должны быть направлены на снижение затрат связанных с извлечением нефти.



## **1 Общая и геологическая части**

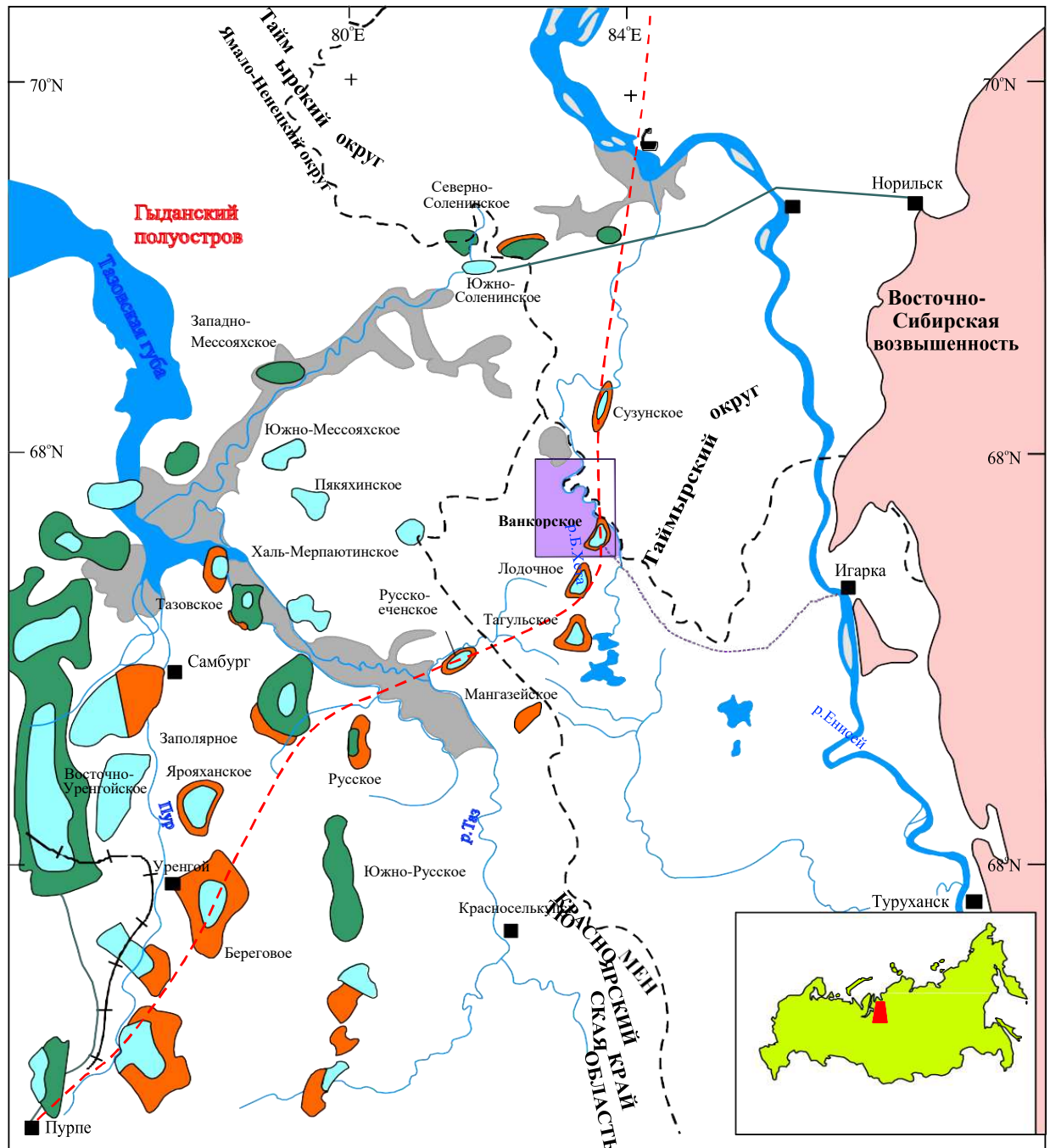
### **1.1 Географическое и административное положение месторождения**

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 1.1).

Самым экономичным и привлекательным способом доставки больших партий груза (общим объёмом до 35 тыс. т) на Ванкорского месторождение является экспедиционный завоз караваном судов Енисейского пароходства по реке Большая Хета непосредственно до опорной базы промысла в период навигации. Это способ содержит минимальное количество промежуточных погрузочно-разгрузочных операций и минимальные издержки по доставке. В связи с тем, что навигация по р. Большая Хета возможна только в период летней навигации и судами не большим водоизмещением, огромную роль в обеспечении доставки грузов играет соблюдение графика отгрузки материалов и оборудования. Большое значение приобретает общая согласованность и четкость всей транспортной системы: 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).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

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

0 100 км

Рисунок 1.1 - Обзорная карта месторождения

Прилуки служат основной перевалочной базой для доставки крупногабаритных и тяжеловесных грузов, предназначенных для строительства опорной базы промысла Ванкорского месторождения.

Железнодорожного сообщения в районе Ванкорского месторождения нет, доставка грузов железнодорожным транспортом возможна до г. Красноярск, или до ст. Пурпэ и Коротчаево.

Близлежащие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно-Соленинское и Северо-Соленинское, расположены в 160-180 км на северо-запад от Ванкорского. Эти месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где расположен завод по переработке конденсата. В 195 км к юго-западу от Ванкорского, находится Заполярное месторождение, где находится ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Транспортировка нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на объем 26 млн.т/год. Общая протяжённость нефтепровода 543 км.

Ванкорское месторождение и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» рас положены в зоне многолетнемерзлых пород. Многолетнемерзлые грунты представлены преимущественно супесями, легкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемерзлых грунтов не однородно. При строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озер в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20–30 см.

Многолетнемерзлые грунты, с относительной осадкой при оттаивании 0,1 доли ед. и менее относятся к неопасным грунтам, с осадкой.

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г. в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР от 01.06.2006 № 3662). В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 5462 от 15.11.2012 г.).

На Ванкорском месторождения нет централизованной системы энергоснабжения. Ближайшая высоковольтная линия 110 кВт ЕНЭС в районе Ванкорского НГКМ, расположена в 140 км на восток. Энергоснабжение объектов Ванкорского месторождения производится от собственного автономного энергоисточника.

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 высоковольтной линии 10 кВт, 35 кВт, 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.

Территория Ванкорского НГКМ относится к слабо населённым с плотностью населения менее 1 человека на км<sup>2</sup>.

## **1.2 Природно-климатические условия района**

Климат района резко континентальный с постоянными ветрами со

стороны Северного Ледовитого океана.

Количество осадков около 460 мм в год. Наибольшее выпадение осадков приходится на август - сентябрь. Весной и летом на территории НГКМ в основном ветры северного и северо- западного направления, зимой – южные и юго-западные. Скорость ветра достигает 27 м/с, средняя скорость ветра – 6-10 м/с.

Ванкорское месторождение находится в зоне многолетней мерзлоты. По усредненным значениям, толщина этой зоны составляет 440-500 м, толщина деятельного слоя земли – 0,3-0,9 м.

### **1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования, 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 –  $K_1$ )

Нижнехетская свита ( $K_1br-v_1$ ) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты

светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх-III и Нх-IV) общей толщиной около 80 м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I толщиной порядка 10 м с доказанной нефтенасыщенностью. К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт ID. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине № ВН-4 составляет 441 м.

Суходудинская свита ( $K_1sd$ ) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки толщиной до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

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

комплексу. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX. Толщина свиты в скважине № СВн-1 достигает 601 м.

Малохетская свита ( $K_1mch$ ) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослой известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

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

Толщина свиты меняется от 145 м (скважина № Вн-4) до 200 м (скважина № СВн-4). Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский, раннеаптский возраст определяется на основании спорово-пыльцевого комплекса.

Яковлевская свита ( $K_1jak$ ) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин – аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород не выдержаны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2–4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварц полевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые,

плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт Ё. Толщина отложений свиты – 432-441 м.

Насоновская свита (K2t2-st) литологически сложена песчаниками и алевроитами. Основной состав свиты – алевроиты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевроиты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты около 310 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K2kr-m) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

Дорожковая свита (K2t1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

#### **1.4 Геолого-геофизическая характеристика разреза**

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к Большехетскому нефтегазоносному району Пуртазовской нефтегазоносной области территории Красноярского края.

Месторождение многопластовое: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащие семь залежей. Из них залежь Дл-I-III – газовая, залежи в пластах яковлевской свиты (Як-I, Як-II, Як-III-VII) газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит соответственно, в



низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная. ГВК принят на абсолютной глубине – 976 м. Площадь газоносности составляет 208,7 км<sup>2</sup>, средняя общая толщина пласта 44,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах варьируется от 3,4 м. до 38,5 м, составляя в среднем 12,2 м.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами. Залежь северного купола – нефтегазовая (на балансе 2011 года фигурировала как газовая), сложена песчаниками и алевролитами. Залежь южного купола – газовая, пластовая, ограничена зонами глинизации. Общая площадь нефтегазоносности залежи составляет 30,9 км<sup>2</sup>, средняя толщина пласта 12 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,1 м до 10,5 м, составляя в среднем 2,3 м. Эффективная газо-насыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,6 м до 9,6 м, составляя в среднем по залежи 3,8 м.

Залежь пласта Як-II нефтегазовая, пластовая, сводовая, продуктивна только в южной части месторождения, в северной части месторождения пласт Як-II, по данным бурения, глинизируется. Площадь нефтегазоносности 72,5 км<sup>2</sup>, средняя общая толщина залежи 6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 м до 7,4 м, составляя в среднем 3,8 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 7,7 м, в среднем 2,6 м. В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Для пласта Як-III-VII ВНК определен в интервале от –1657,4 (скважина № 702) до –1632,1 м (скважина № 116). Площадь залежи 274,9 км<sup>2</sup>, ее общая толщина в среднем 94 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м до 45 м, составляя в среднем 17,3 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м. Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII

приведен на рисунке 1.2.

Скважины, пробуренные в 2011–2012 гг., свидетельствуют об усложнении геологического строения пласта Як-III-VII в северной части месторождения. Наблюдается более высокая расчлененность по сравнению с ожидаемой, и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

Для северной части месторождения характерно появление в прикровельной части пласта слаборадиоактивной пачки алевритоглинистых пород. Для северной части месторождения ввиду площадного распространения данная пачка может служить репером, отделяющим пласты Як-IV и Як-III. Пласт Як-III на северном куполе месторождения представляет собой изолированную от нижележащих отложений песчаную нефтенасыщенную линзу выше принятого ГНК по пласту Як-III-VII (согласно данным испытаний МДТ в скважине № 164, а также в результате испытания скважины № 540 из интервала перфорации а.о. от –1591 до –1596,8 м). Залежь Як-III нефтяная, сводовая, литологически экранированная, площадь залежи составляет 43,3 км<sup>2</sup>, высота залежи 12 м.

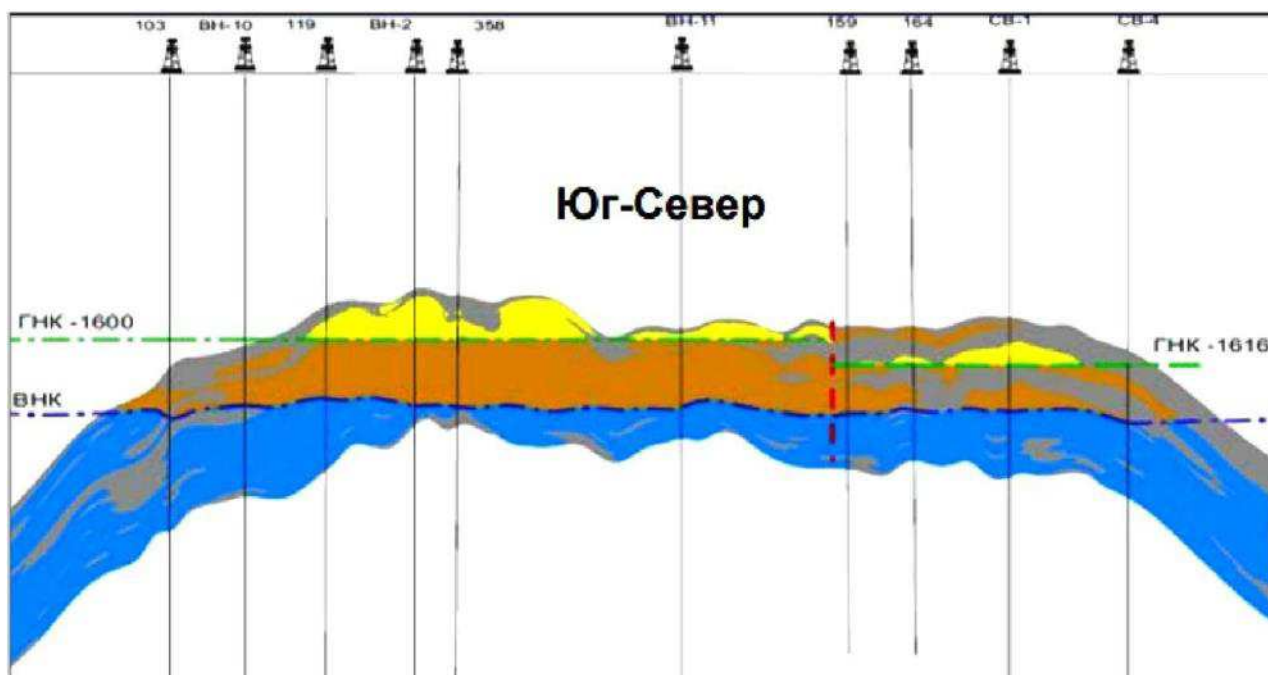


Рисунок 1.2 - Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII

Таким образом, геологическое строение северной части основного

объекта разработки Як-III-VII имеет существенно более сложный характер, чем ожидалось. Северный купол сложен более выраженными русловыми отложениями и включает обширные зоны глинизации, локальные песчаные линзы, характеризуется высокой расчлененностью.

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая. ВНК принят на абсолютной глубине – 2378,8 м. Площадь залежи составляет 17,9 км<sup>2</sup>, средняя толщина пласта – 36 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 5,3 м.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК изменяется от –2672,2 до –2646,0 м. Площадь нефтегазоносности 329,45 км<sup>2</sup>, средняя общая толщина пласта 54,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 18,5 м, составляя в среднем 7,3 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-I приведен на рисунке 1.3. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (замещения) пласта в северо-восточной части месторождения (в районе скважины № СВн-2).

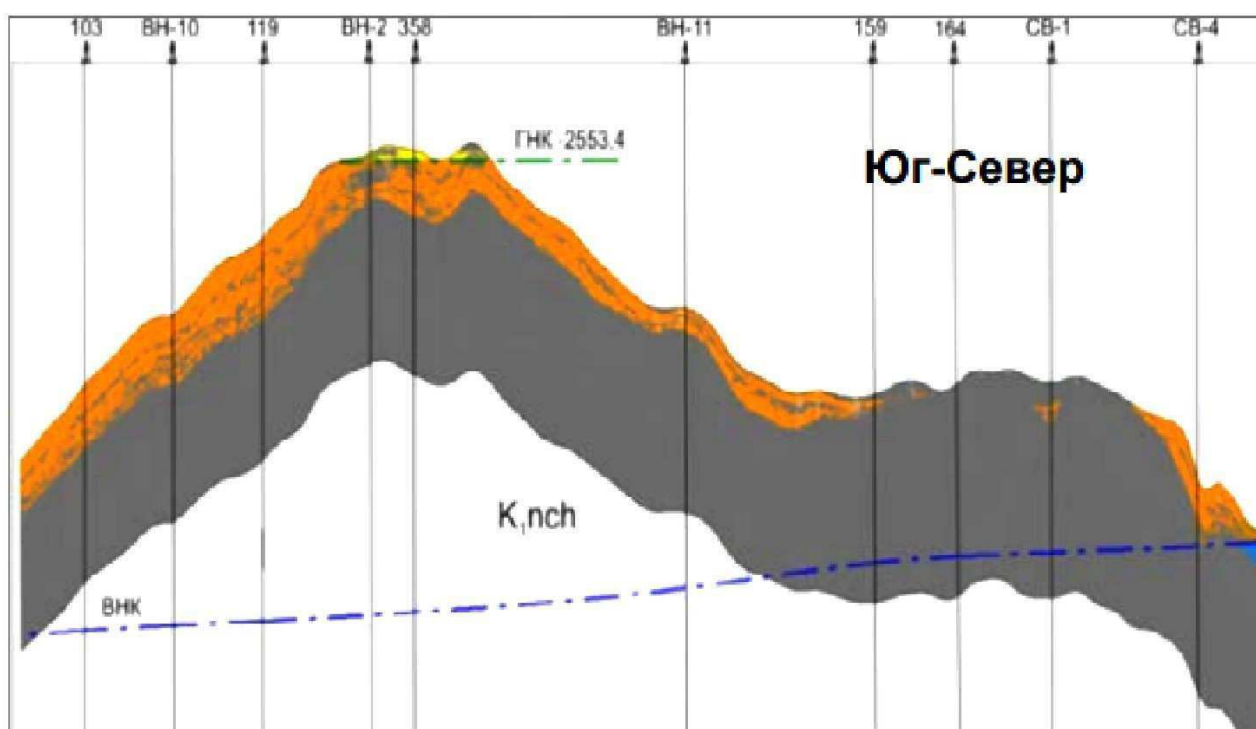


Рисунок 1.3 - Стратиграфический разрез объекта Нх-I

## **1.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

На Ванкорском месторождении отбор керна проводился при поисково-разведочных работах и в рамках программы до разведки и исследовательских работ в процессе эксплуатационного бурения для изучения изменчивости свойств основных продуктивных пластов.

Керн из поисково-разведочных скважин №№ Св-1, Св-2, Св-3, Св-4, Вн-2, Вн-4, Вн-5, Вн-7 – Вн-15 отбирался колонковым снарядом «Недра» и бурильными головками типа К212, 7/80СЗ, СГ. Из скважин №№ ВЛд-1, Вн-16, Вн-17, 127, 138, 149, 159 и 164 керн отбирался керноприемным устройством УКР-172/100 ДБС 215,9/100. В скважинах №№ 103, 112, 358 и 184 – керноотборником КИС 168/100 и бурильными головками БИТ 215,9/1100; в скважине № 165 – керноприемным устройством УКР 185/100 № 27, а в скважине № 7Н – СК-178/100. Керн отбирали различные подрядные компании – «РН- Бурение», ООО «СПГ», БК «Евразия», ООО «БКЕ», ЗАО НПП «СибБурМаш».

В период 1988–2008 гг. проводился отбор керна из поисково-разведочных скважин с целью изучения литологии, стратиграфии, коллекторских свойств пород, выявления в разрезе возможно продуктивных пород в основном из меловых отложений Долганской, Яковлевской и Нижнехетской свит, кроме этого, в скважине № Внк-11 отбор керна проведен из юрских отложений Сиговской, Малышевской и Вымской свит.

Всего в скважинах за данный период с отбором керна пройдено 2715,7 м, длина поднятого на поверхность керна – 2108,72 м, вынос керна по месторождению составил в среднем 78 % от проходки и 3,8 % от общей глубины скважин.

В период 2009–2010 гг. был произведен отбор керна в 3 поисково-разведочных скважинах №№ Вн-16, ВЛд-1 и Вн-17, а также в 7 скважинах эксплуатационного фонда №№ 112, 127, 138, 149, 358, 103 и 159 из меловых

отложений Насоновской, Дорожковской, Долганской, Яковлевской, Нижнехетской свит. Проходка с отбором кернa по скважинам составила 2345,6 м, линейный вынос кернa составляет 2200,9 м (94 %).

В 2011–2012 гг. был произведен отбор кернa в северной части месторождения в 4 скважинах эксплуатационного фонда №№ 164, 165, 184 и 7Н из меловых отложений Насоновской, Дорожковской, Долганской, Яковлевской, Суходудинской и Нижнехетской свит. Проходка с отбором кернa по скважинам составила 872,5 м, линейный вынос кернa составил 821,5 м (94 %).

Коллектор продуктивных пластов Дл-I-III Долганской свиты охарактеризован керном в 17 скважинах – среднее значение пористости 30 % по 283 определениям; среднее значение проницаемости – 476 мД по 239 определениям в 17 скважинах; среднее значение водоудерживающей способности в газонасыщенной части пласта 33 % по 49 определениям из 4 скважин. Коллектор продуктивного пласта Як-I Яковлевской свиты охарактеризован керном в 4 скважинах – среднее значение пористости 26 % по 17 определениям; среднее значение проницаемости – 813,37 мД по 19 определениям в 4 скважинах. Исследование водоудерживающей способности в нефтегазонасыщенном коллекторе не проводилось.

Коллектор продуктивного пласта Як-II Яковлевской свиты охарактеризован керном в 6 скважинах – среднее значение пористости 25 % по 18 определениям; среднее значение проницаемости – 83 мД по 22 определениям в 6 скважинах; среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части пласта 32 % по 1 определению из 1 скважины.

Коллектор продуктивных пластов Як-III-VII Яковлевской свиты охарактеризован керном в 21 скважине – среднее значение пористости 27 % по 936 определениям; среднее значение проницаемости – 528,5 мД по 927 определениям в 21 скважине; среднее значение водоудерживающей способности в газонефтенасыщенной части пласта 25 % по 129 определениям из 19 скважин.

Коллектор продуктивного пласта Сд-IX Суходудинской свиты охарактеризован керном в 4 скважинах – среднее значение пористости 23 % по 241 определению; среднее значение проницаемости – 314,35 мД по 240 определениям в 4 скважинах. Однако в работе принимается среднее значение проницаемости 167 мД, характерное для при- кровельной части суходудинского пласта, в силу того, что нефтяная залежь приурочена именно к верхней части пласта, ФЕС которой существенно хуже, чем для нижней части.

### 1.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Физико-химические свойства пластовых флюидов представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Физический состав нефти

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Сд-IX
Давление насыщения газом, МПа	15,9	25,4	27,1	23,5
Газосодержание при дифференциальном разгазировании				
$\text{м}^3/\text{м}^3$	58,3	186,7	188,8	-
$\text{м}^3/\text{т}$	61,6	202,0	211,0	-
Объемный коэффициент при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$				
Однократное разгазирование доли ед.	1,121	1,44	1,48	1,39
Дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,120	1,42	1,46	1,37
Плотность пластовой нефти при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$ , $\text{г}/\text{см}^3$				
Дифференциальное разгазирование	0,850	0,692	0,687	0,724
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,826	0,847	0,868
Плотность газа при $20^{\circ}\text{C}$ , $\text{г}/\text{см}^3$	0,71	0,84	0,87	-
Вязкость пластовой нефти при $P_{\text{пл}}$ и $t_{\text{пл}}$ , $\text{мПа}\cdot\text{с}$	8,9	0,7	0,7	1,063

Пласты Дл-I-III.

Пласты Дл-I-III охарактеризованы только шестью пробами свободного

газа, отобранными на устье. Газ по своему составу относится к сухим, содержание метана составляет 91,3-98,4 %, 3,5 % от объема газа занимает азот. Содержание тяжелых углеводородов не превышает 1 %. Плотность свободного газа, в среднем, равна 0,83 кг/м<sup>3</sup>. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0,842.

#### Пласты группы Як.

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей сероводород отсутствует.

Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. Нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м<sup>3</sup>). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким. Нефть пластов характеризуется как малосернистая, малопарафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов от 0,1 % до 0,7 %, с выходом фракций до 350 °С от 38 до 77 % объемных.

#### Пласт Сд-IX

Основные физико-химические свойства пластовой нефти были определены расчетным способом. По плотности, (при однократном разгазировании) нефть относится к средним (867 кг/м<sup>3</sup>), вязкость нефти в пластовых условиях составляет 1,0 мПа·с, что позволяет отнести ее к маловязким.

Нефть пласта Сд-IX характеризуется как малосернистая, парафинистая, малосмолистая, с содержанием асфальтенов около 0,06 %, с выходом фракций более 300 °С - 67 %. Температура начала кипения нефти 117 °С. Плотность поверхностной нефти в пробе составляет 867 кг/м<sup>3</sup>.

#### Пласты группы НХ

По результатам хроматографического анализа в пластовой нефти сероводород отсутствует. Нефтяной газ жирный. Коэффициент жирности изменяется в пределах от 9,8% (НХ-I) до 17,7% (НХ-III-IV). Газ,

выделяющийся при однократном разгазировании нефти пласта НХ-I, более обогащен тяжелыми углеводородами (C<sub>6+</sub> - 1,45 %), чем газ пласта НХ- III-IV; молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта НХ-III-IV ниже (82,1 %), чем в НХ-I (90,1 %). Молекулярная масса пластовой нефти изменяется в диапазоне от 101,2 (НХ-III-IV) до 108,3 г/моль (НХ-I). По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов группы НХ легкая (828,1 - 839,2 кг/м<sup>3</sup>). Вязкость нефти в пластовых условиях равна 0,7 мПа·с. Соответственно, нефть пластов группы НХ относится к маловязким. Нефти пластов группы НХ характеризуются как малосернистые, парафинистые, малосмолистые, с содержанием асфальтенов от 0,2 (пласт НХ-III-IV) до 0,3 % (пласт НХ-I), с выходом фракций до 350°С от 56,3 (пласт НХ-III-IV) до 60 % объемных (пласт НХ-I).

Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной ипластовой нефти представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Параметр	Ванкорское месторождение				пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
<b>Пласты Як-III-VII</b>					
Молярная концентрация компонентов, %					
Сероводород	-	-	-	-	-
Двуокись углерода	0,84	0,01	0,92	0,04	0,32
Азот редкие в т.ч. гелий	1,94	0,02	0,13	-	0,08
Метан	94,24	0,10	95,84	0,45	35,87
Этан	2,21	0,15	2,69	0,49	1,10
Пропан	0,23	0,07	0,06	0,04	0,11
Изобутан	0,19	0,07	0,05	0,11	0,09



## Окончание таблицы 1.2

Параметр	Банкорское месторождение				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Нормальный бутан	0,08	0,03	0,02	0,04	0,03
Изопентан	0,08	0,05	0,01	0,09	0,05
Нормальный пентан	0,03	0,02	-	0,02	0,02
Гексаны Сб+	0,15	99,59	0,27	98,72	62,31
Молярная масса г/моль	16,9	297,9	17,4	303,6	192,17
Плотность					
газа, кг/м <sup>3</sup>	0,71		0,69		
-газа (отн. по воздуху), Д.ед.	0,59		0,59		
-нефти, кг/м <sup>3</sup>		902,3		901,9	850,0
<b>Пласт НХ-I</b>					
Сероводород	0,44	0,01	0,74	0,01	0,24
Двуокись углерода	0,68		0,28		0,37
Азот редкие в т.ч. гелий	90,05	0,24	89,12	0,27	50,43
Метан	1,58	0,07	2,33	0,12	0,93
Этан	2,40	0,34	2,96	0,83	1,53
Пропан	0,84	0,35	0,81	0,73	0,63
Изобутан	1,36	0,86	1,48	1,19	1,16
Изопентан	0,58	1,34	0,58	1,54	0,91
Нормальный пентан	1,45	95,71	1,21	93,88	43,00
Гексаны Сб+	19,8	220,4	19,9	216,1	108,3
<b>Пласты НХ-III-IV</b>					
Молярная концентрация компонентов, %					
Сероводород	-	-	-	-	-
Двуокись углерода	0,31	0,02	0,35	-	0,03
Азот редкие в т.ч. гелий	3,08	0,03	1,34	-	0,08
Метан	82,08	0,02	84,36	0,11	46,70
Этан	-газа, кг/м <sup>3</sup>	0,15	3,96	0,24	2,36
Пропан	4,19	0,66	3,79	1,61	3,18
Изобутан	1,84	0,76	1,77	1,75	1,59
Нормальный бутан	2,46	1,67	2,40	2,31	2,45
Нормальный пентан	0,73	1,99	0,73	2,43	1,44

Свойства и состав пластовых вод Банкорского месторождения представлены в

таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Свойства и состав пластовых вод Ванкорского месторождения

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	-	2,5
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
- в стандартных условиях	997,8-1014,0	1005,4
- в пластовых условиях	-	998,4
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа с	-	1,2
Коэффициент Сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> ·1/Мпа	-	4,8
Объемный коэффициент воды, доли ед.	-	1,002
Химический состав вод (мг/л)/(мг·экв/л)		
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	3418,8-5000,6/148,7-217,1	4572,2/198,6
Ca <sup>+2</sup>	108,4-707,2/5,4-35,3	422,7/21,1
Mg <sup>+2</sup>	36,5-60,4/3-3,49	53,8/4,4
Cl <sup>-</sup>	5390-9035,2/151,8-254,8	7815,0/220,3
HCO <sub>3</sub>	237,9-335,5/3,9-5,5	291,2/4,8
CO <sub>3</sub>	15-18/0,5-0,6	18/0,6
SO <sub>4</sub>	1,2-37,4/0,03-0,8	10,5/0,2
NH <sub>4</sub>	6,1-9,8/0,3-0,5	8,6/0,5
B <sup>-</sup>	1,9-10	6,7
I	9,4-45,5/0,3-0,6	23,4/0,3
Br <sup>-</sup>	25-45,9/0,3-0,6	31,4/0,4
Общая минерализация, г/л	1,6-17,4	13,2
Водородоподобный, рН	6,7-8	7,5
Жёсткость общая, (мг·экв/л)	3,5-150,8	59,7
Химический тип воды (по В. А. Сулину)	Хлоридо-кальцевый	

## 1.7 Запасы углеводородов

На 01.01.2018 г. запасы углеводородов Ванкорского месторождения, числящиеся на Государственном балансе, составляют:

- Нефти (геологические/извлекаемые):
- по категории ВС1 – 1 081 416/469 210 тыс. т;
- по категории С2 – 53 967/23 944 тыс. т.
- Растворенного газа: ВС1 – /55 311 млн. м<sup>3</sup>; С2 – /2 115 млн. м<sup>3</sup>.
- Конденсата: ВС1 - 9 356/6 801 тыс. т.
- Газы газовой шапки: ВС1 - 65 296/- млн. м<sup>3</sup>, С2 - 4 758/- млн. м<sup>3</sup>.
- Свободного газа: ВС1 - 47 191/- млн. м<sup>3</sup>, С2 - 423/- млн. м<sup>3</sup>.

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Анализ текущего состояния разработки**

По состоянию на 01.01.2018г. разработка месторождения находится на III стадии. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом составила 153,4 млн. тонн (32 % от начальных извлекаемых запасов). Текущие извлекаемых запасы нефти составляют 324,7 млн. тонн, текущие извлекаемые запасы газового конденсата составляют 2,2 млн. тонн. В 2017 году введен в разработку пласт Як-II. Дальнейшая разработка месторождения предполагает уплотняющее бурение и ввод новых скважин, а также вовлечение в разработку зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами объектов Нх-I и Нх-III. После отработки ниже залегающих пластов предусмотрен перевод скважин на вышележающие. Добывающие скважины будут по мере истощения продуктивных пластов переводиться в нагнетательные.

В настоящее время осуществляется активная разработка Ванкорского месторождения, согласно технологической схемы разработки. Стоит отметить, что 54 % текущих извлекаемых запасов приурочено к эксплуатационному объекту Як-III-VII. Для разработки залежи Як-III-VII, которая по всей своей площади подстилается подошвенной водой и содержит нефть повышенной вязкости, залегающую в виде слоев толщиной 30–40 м, используются горизонтальные добывающие и вертикальные нагнетательные скважины. Расстояние между рядами и скважинами в ряду составляет 1000 м.

Для разработки залежи пласта Нх-III-IV, содержащей маловязкую нефть и имеющую хорошие продуктивные возможности, используют горизонтальные добывающие и нагнетательные скважины. Расстояние между рядами и скважинами в ряду составляет 1000 м.

Залежь пласта Нх-I в плане практически совпадает с залежью пласта Нх-III-IV, и поэтому было принято решение осваивать залежь с помощью проектных скважин основного объекта Нх-III-IV, причем предполагается

одновременное освоение запасов обоих объектов.

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Запасы, находящиеся на балансе ООО «РН-Ванкор», представлены в таблице 2.1. Процентное содержание запасов нефти по пластам представлено на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 - Запасы нефти 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 <sup>3</sup>	47,62	13,54	0,32	–	39,67

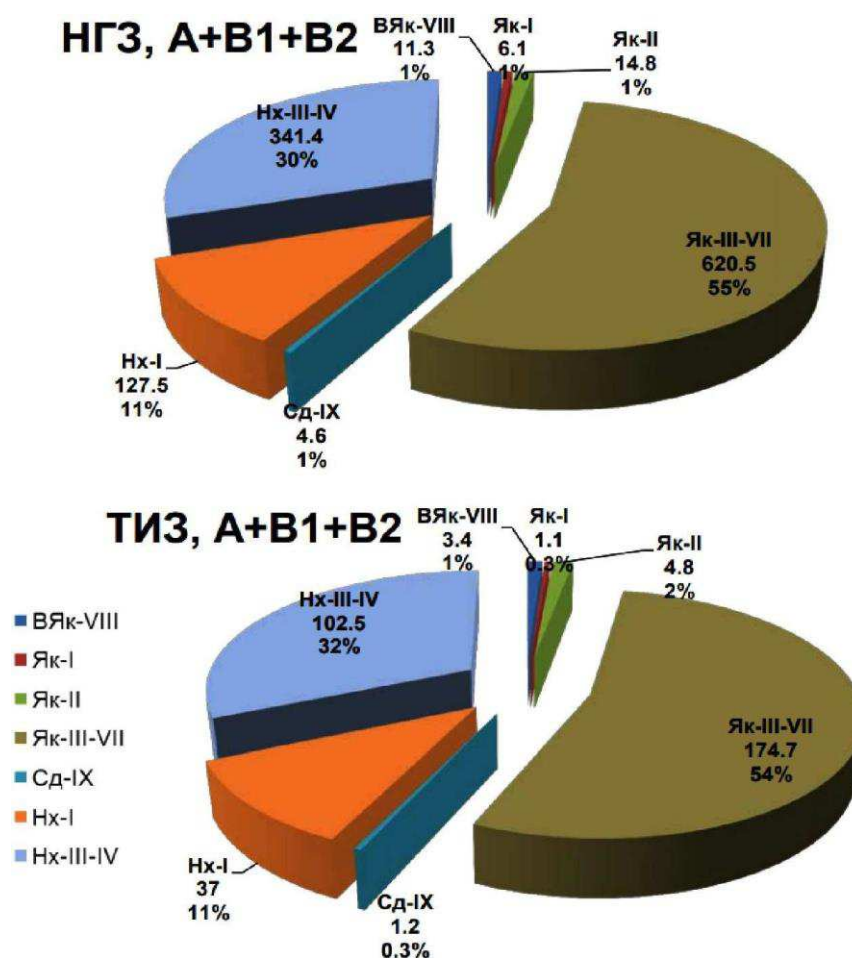


Рисунок 2.1- Процентное содержание запасов нефти по пластам

54 % трудно извлекаемых запасов приурочены к пласту Як-III-VII. В 2016 году впервые поставлен на баланс пласт Як-VIII. В 2017 году введен в разработку пласт Як-II.

В ГКЗ РФ были утверждены коэффициенты извлечения нефти для каждого из объектов. Значения КИН приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Проектные 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

Динамика основных технологических показателей на начальных этапах разработки представлена на рисунке 2.2.

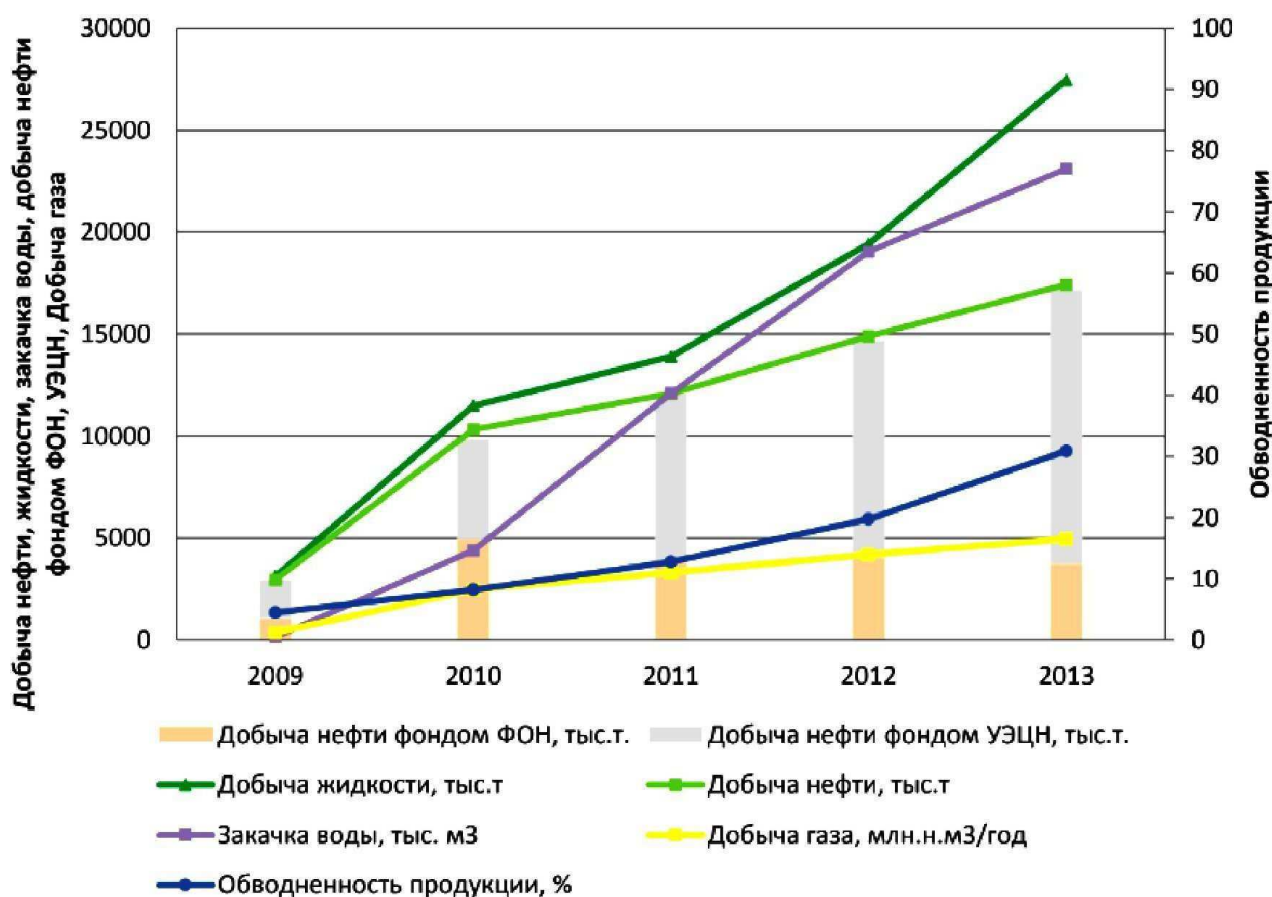


Рисунок 2.2 - Динамика основных технологических показателей Ванкорского месторождения на начальных этапах разработки

Актуальное состояние разработки объекта Як-III-VII по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Состояние разработки объекта Як-III-VII

Показатели разработки объекта Як-III-VII	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 <sup>3</sup>	1354,01	2160,40
Закачка воды за 2017 год, млн. м <sup>3</sup>	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
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	Щелевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	Наклонно-направленные, горизонтальные	

По состоянию на 01.01.2018 г. из объекта добыто 102,68 млн. тонн нефти (по проекту 102,25 млн. тонн). Компенсация отбора закачкой – 69,2 % (по проекту 68,3 %).

Отбор от НИЗ составил 37,1 % (по проекту 36,9 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектные и составила 78,01 % (проект 77,91 %). Средние дебиты нефти и жидкости составили 106,39 тонн/сут. и 483,98 тонн/сут. соответственно (проектные 102,5 тонн/сут. и 463,8 тонн/сут.).

Из-за длительной отработки добывающих скважин, позднего ввода

объектов ЦПС (ППД) и УПСВ-север (ППД) средне-пластовое давление на объекте Як-III-VII снизилось на ~ 31 атм. Наибольшее падение пластового давления локализовано в центральной зоне пласта Як-III-VII. С целью компенсации отборов пластового флюида приемистость нагнетательных скважин была увеличена с забойным давлением выше давления разрыва пласта, что привело к образованию трещин авто-ГРП на нагнетательном фонде. В 2017 году реализовано бурение 6 дублеров скважин ППД.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Як-III-VII показаны на рисунке 2.3.

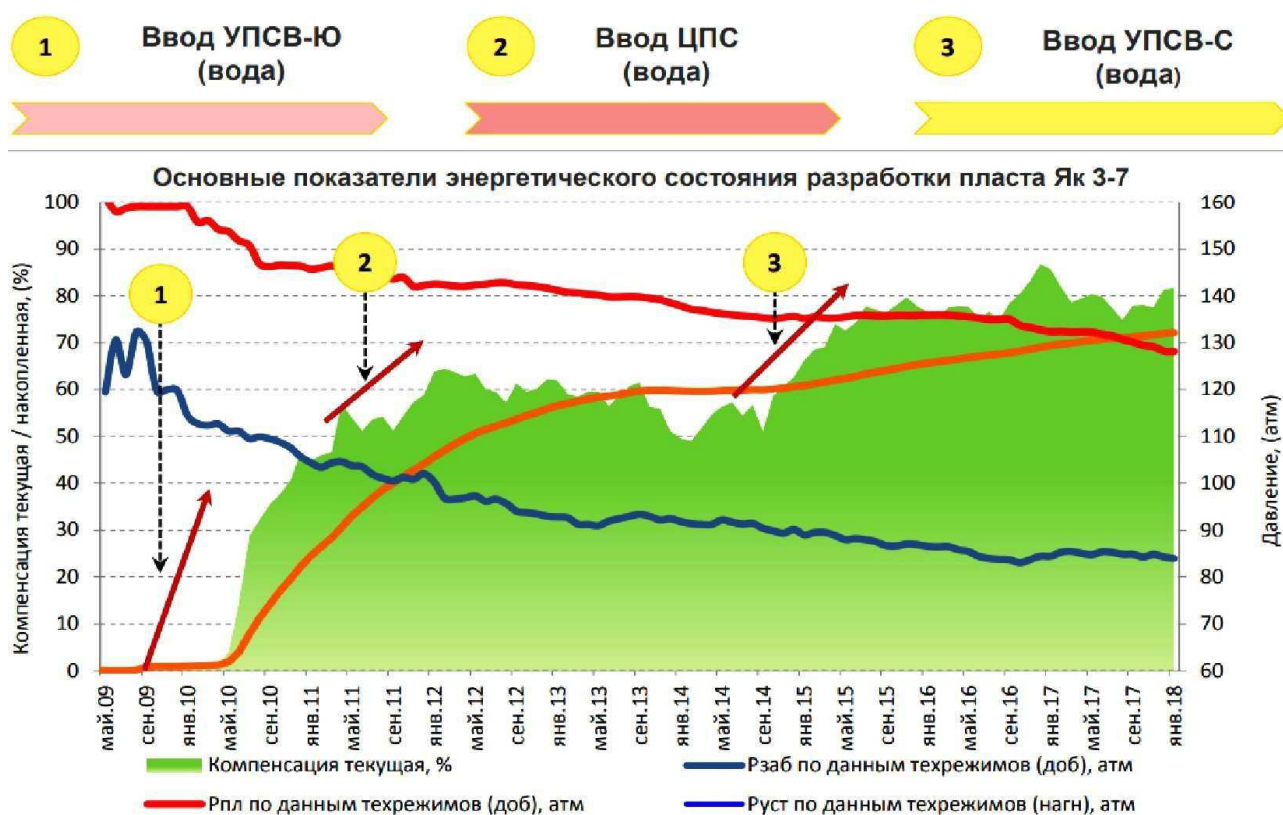


Рисунок 2.3 - Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Як-III-VII

Анализ состояния разработки объекта Як-III-VII показал рост обводненности пласта, начиная с 2012 года в связи с вводом нагнетательных скважин и активным формированием системы ППД. Рост обводненности замедляется к середине 2014 года. Темп роста обводненности снижается в связи с вводом новых нефтедобывающих скважин в эксплуатацию. С начала 2016 года отмечается уменьшение темпа обводненности пласта Як-III-VII (+7 % за



2016 год) с дальнейшим снижением обводненности в 2017 году в результате бурения, ввода новых скважин и применения технологий выравнивания профилей приемистости и регулировки отбора жидкости.

На 01.01.2018 г. действующий фонд скважин составил 421 ед. (из них 327 добывающих и 94 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН. По состоянию на 01.01.2018 г. основные проектные показатели разработки достигнуты.

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Як-III-VII:

- наиболее выработанный пласт – Як-III-VII – характеризуется максимальным потенциалом по выработке. Дальнейшая стратегия выработки запасов Як-III-VII связана с уплотняющим бурением на разные этажи нефтеносности и применение блокирующих составов (ПОТ) для перераспределения фильтрационных потоков. Ввод мероприятий по ограничению водопритока. Динамика разработки пласта Як-III-VII показана на рисунке 2.4.

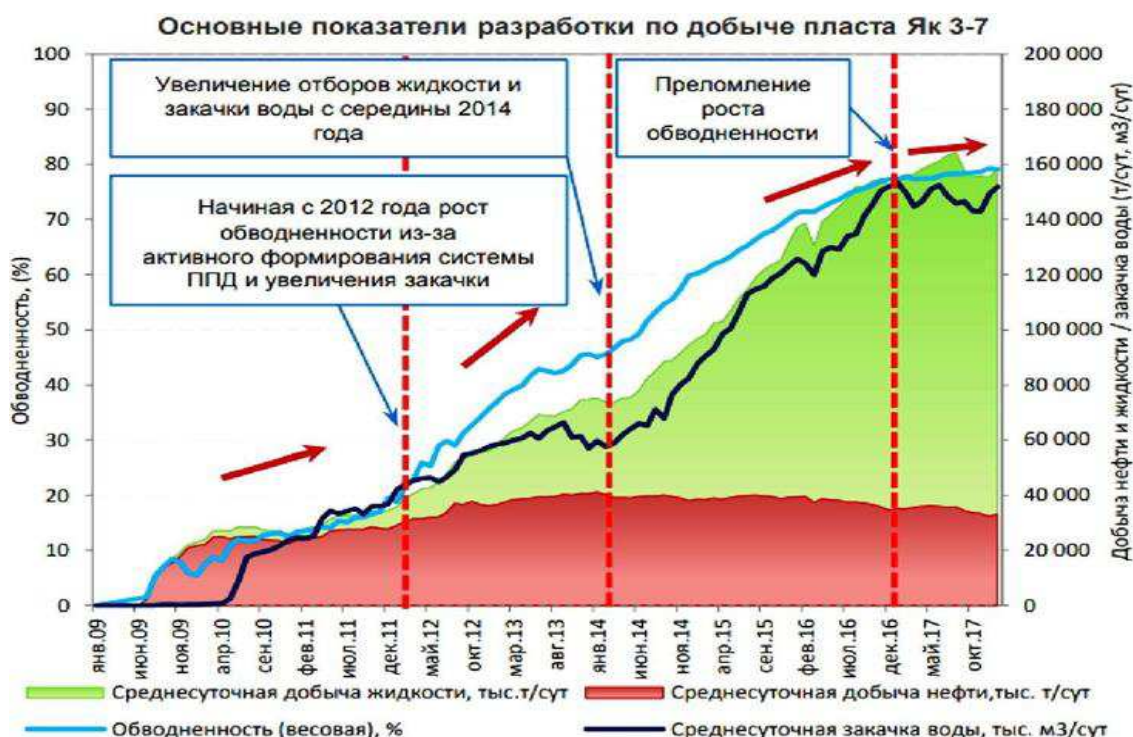


Рисунок 2.4 - Динамика показателей разработки объекта Як-III-VII

Актуальное состояние разработки объекта Нх-I по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Состояние разработки объекта Нх-І

Показатели разработки объекта Нх-І	План	Факт
Режим разработки	Расширение ГШ 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 <sup>3</sup>	258,30	164,91
Закачка воды за 2017 год, млн. м <sup>3</sup>	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	

По состоянию на 01.01.2018 г. из нефтяного объекта Нх-І добыто 10,53 млн тонн нефти (по проекту 10,61 млн тонн) Компенсация отбора закачкой – 58,17 % (по проекту 81,3 %).

Отбор от НИЗ составил 22,17 % (по проекту 22,31 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектные и составила 69,0 % (проект 66,9 %). Средние дебиты нефти и жидкости составили 58,7 тонн/сут. и 189,62 тонн/сут. соответственно (проектные 61,8 тонн/сут. и 186,61 тонн/сут.).

По состоянию на 01.01.2018 г. система ППД сформирована. Поздний ввод системы ППД негативно отразился на динамике пластового давления, что

привело к его снижению в среднем на 79 атм.

Анализ состояния разработки объекта Нх-І показал рост обводненности пласта, начиная с 2014 года в связи с увеличением закачки. Фиксируется увеличение темпа роста обводненности в начале 2016 года в связи с увеличением отборов жидкости. К 2017 году наблюдается значительное снижение роста обводненности.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-І приведены на рисунке 2.5, динамика показателей разработки объекта Нх-І – на рисунке 2.6.

По состоянию на 01.01.2018 г действующий фонд скважин составил 109 ед. (из них 69 добывающих и 40 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН.

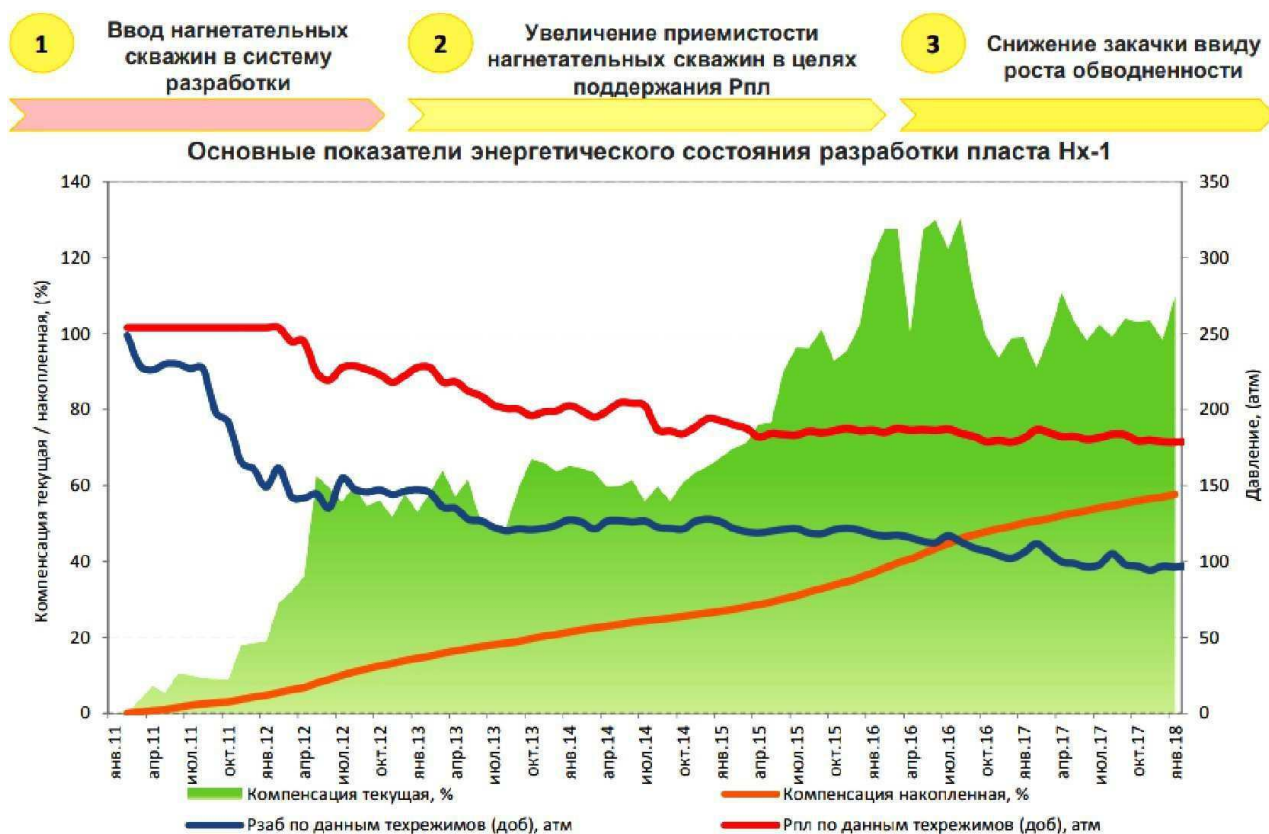


Рисунок 2.5 - Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-І



Рисунок 2.6 - Динамика показателей разработки пласта Нх-1

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Нх-1:

-значительная часть запасов (~ 21 млн. тонн – 45 %) сосредоточена в низко- проницаемой зоне и не вовлечена в разработку (нижняя зона Нх-1);

-с целью охвата не дренируемой нижней зоны Нх-1 рекомендуется формирование собственной сетки скважин. Для выработки запасов верхней зоны планируется уплотняющее бурение и применение блокирующих составов (ПОТ).

Актуальное состояние разработки объекта Нх-III-IV по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 2.5.

По состоянию на 01.01.2018 г. из нефтегазоконденсатного пласта Нх-III-IV добыто 40,19 (по проекту 41,29) млн. тонн нефти.

Таблица 2.5 - Состояние разработки объекта Нх-III-IV

Показатели разработки объекта	План	Факт
Режим разработки	Расширение ГШ 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 <sup>3</sup>	5207,10	4644,08
Закачка воды за 2017 год, млн. м <sup>3</sup>	11,08	11,91
Компенсация ( накопленная, текущая), %	29,2 / 36,0	58,6 / 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	

Отбор от НИЗ составил 28,88 % (по проекту 27,21 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектную и составила 70,8 % (проект 66,0 %). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 100,6 и 276,9 тонн/сут. (проектные 106,9 тонн/сут. и 314,9 тонн/сут.).

Локализованы зоны наибольшего снижения пластового давления представленные в северной и южной частях пласта. Данные локализованные области включают большое количество скважин, пробуренных в суперколлектор, что отражает максимальное падение пластового давления в

этой зоне.

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 251,6 атм. (на 01.01.2011 г.) до 238,1 атм. (на 01.01.2013 г.) при начальном – 271 атм.

С целью компенсации отборов пластового флюида в 2013 году было введено 6 газонагнетательных скважин для нагнетания в газовую шапку. С середины 2017 года реализуется программа водогазового воздействия для снижения рециркуляции закачиваемого газа, изменения механизма вытеснения и повышения давления в подгазовой зоне. Добыча нефти осложнена высоким газовым. Вследствие чего возникло не достижение потенциала добычи жидкости скважин в центральной и южной частях залежи.

С 2017 года отмечается значительное снижение закачки, не повлиявшее на рост обводненности. По состоянию на 01.01.2018 г. действующий фонд скважин составил 133 ед. (из них 93 добывающих и 40 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-III-IV приведены на рисунке 2.7



Рисунок 2.7 - Основные показатели разработки пласта Нх-III-IV

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Нх-III-IV:

- основной объем добычи – суперколлектор. Наибольшие запасы – Нх-IV.

Для увеличения темпов отбора запасов Нх-IV рекомендуется формирование собственной сетки скважин с ППД;

- значительная часть геологических запасов (~ 40 млн тонн) сосредоточена в низкопроницаемой зоне Нх-III и практически не вовлечена в разработку. С целью охвата этих запасов планируется формирование собственной сетки скважин с ППД.

Результаты анализа текущего состояния разработки

Основные показатели состояния разработки месторождения приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Состояние разработки Ванкорского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Показатели	Факт
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

По состоянию на 01.01.2018 г. Ванкорское месторождение насчитывает 726 скважин по основным эксплуатационным объектам, в т.ч.:

- 472 нефтедобывающие;
- 156 нагнетательных;
- 22 газовые;
- 76 водозаборных.

Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения показана на рисунке 2.9.

Основные особенности разработки месторождения:

- III стадия разработки месторождения;
- опережающая обводненность пластов Як-III-VII и Нх-III-IV.

Основные осложняющие факторы:

- высокопроницаемые пропластки Як-III-VII;
- высокое соотношение добывающих скважин к нагнетательным (~ 3);
- супер коллектор Нх-III-IV;
- зоны низких ФЕС Нх-I и Нх-III.



Рисунок 2.9 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

Текущая стратегия разработки месторождения:

- уплотняющее бурение;
- вовлечение в разработку зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами Нх-I и Нх-III;
- развитие стратегии по ограничению водопритока ВПП/РИР;
- реализация стратегии водогазового воздействия.



### **3 Специальная часть**

#### **3.1 Общие сведения об установках погружных электроцентробежных насосов на Ванкорском месторождении**

На Ванкорском месторождении в 2017 году изменилась организационная ситуация. Можно отметить, что основным поставщиком оборудования является «Baker Hughes». Необходимо понимать, что важное значение их техники имеет насос под названием «Центрлифт», его основная особенность заключается в том, что можно выбрать нужную модель на основании потребностей в производительности.

Системы УЭЦН «Центрлифт» фирмы «Baker Hughes» характеризуются:

- производительностью до 9400 м<sup>3</sup>/сут.;
- ПЭД мощностью до 1490 кВт;
- погружной кабель с рабочей температурой до 232 °С;
- СЧП мощностью до 2000 кВт.

Необходимо учитывать, что на этом месторождении оборудование активно используется для забора сеноманской воды.

Современные центробежные насосы являются погружными и многоступенчатыми. Необходимо учитывать, что они смело могут использоваться для производительности в достаточно широком диапазоне. Подобное оборудование актуально при добыче воды, нефти, рассолов. При этом в процессе эксплуатации оно отличается надежностью, требуется минимальное количество простоя, замены запчастей и иного ремонта. На основании того, какой именно необходим гидродинамический напор, определяется нужное количество ступеней. При этом важно понять, что ступень представляет собой рабочее колесо, которое прикрепляется к приводному валу. Для изготовления используется материал «К-Монель», а также используется современный направляющий аппарат, для которого в качестве материала используется «Ни-Резист». Основная его особенность

заключается в устойчивости к коррозии, а также в повышенной абразивности подобного материала. Дополнительно нужно рассмотреть конструкцию рабочего колеса, оно имеет свободу по осевому перемещению и закреплено шайбами для упора снизу и сверху. Нужно учитывать, что дополнительно это влияет на продление срока эксплуатации, ведь шайбы практически не изнашиваются. Важно обратить внимание, что современные насосы хорошо справляются с нагрузками и являются устойчивыми и к износу, и к коррозии. Оборудование с высокой производительностью обеспечивается фиксированием рабочих колес по их оси.

В этот момент на месторождении используются современные модификации роторные, которые представляют собой газосепараторы. При этом основная их задача заключается в том, что они могут разделить газ и жидкость. В результате 90% газа выделяется из жидкости до того, как она поступает непосредственно в приемник насоса. Необходимо учитывать, что на подобное оборудование установлен современный электродвигатель, который способен работать длительное время при больших перепадах температуры, давления, а также при работе в агрессивной среде. Необходимо учитывать, что для изоляции используются материалы класса Н, они могут работать при нагреве более 200 градусов. Дополнительно используется современная технология для защиты с помощью эпоксидных материалов. Необходимо учитывать, что центробежный насос изготавливается той же фирмой, есть несколько основных особенностей:

- УЭЦН представляет собой современную систему для того, чтобы производить забор сеноманской воды;
- производители предлагают рабочий диапазон 1000–6000 м<sup>3</sup>/сут.;
- по своему внешнему виду вся система имеет определенные габариты для монтажа – 185 мм;
- обсадные специальные колонны работают с характеристиками, размер диаметра 194 мм, производительность до 3200 м<sup>3</sup>/сут., если же речь о тех колоннах, которые имеют диаметр 179 мм, производительность до 1700 м<sup>3</sup>.

Месторождение отличается большим количеством КВЧ. При этом нужно учитывать, что насосы являются износостойкими и хорошо справляются с разнообразными серьезными задачами. Помогает в этом подшипник, который изготовлен для каждой ступени из карбида вольфрама.

### **3.1.1 Анализ причин отказов УЭЦН**

Подобное оборудование детально рассматривалось в процессе работы и было обнаружено множество основных преимуществ при его использовании. В частности отдельно нужно остановиться на показателе периода без ремонта. На момент марта 2017 года это 1311 суток, это достаточно внушительная цифра, которая говорит о повышенной надежности оборудования.

Необходимо дополнительно рассмотреть оборудование с точки зрения динамики отказов при работе на скважинах Ванкорского месторождения. Проиллюстрированы показатели с помощью рисунка 3.1. важно учитывать, что отказов может быть небольшое количество, при этом стоит рассмотреть, что чаще всего отказ происходит в МРП 181-365 сут. и 31-180 сут. отработки. В настоящий момент все скважины оборудованы специальной горизонтальной системой для закачивания жидкости. При этом можно отметить, что лишь небольшое количество скважин эксплуатируются периодически, в частности это Нх-III-IV и Нх-I, обусловлено это тем, что фильтрационно-емкостные свойства имеют большое значение.

Необходимо четко понимать, что нужно по каждому отказу производить расследование. Эти данные в дальнейшем анализируются. Популярными причинами становятся засорения, а также это может быть ржавчина, которая повреждает оборудование.

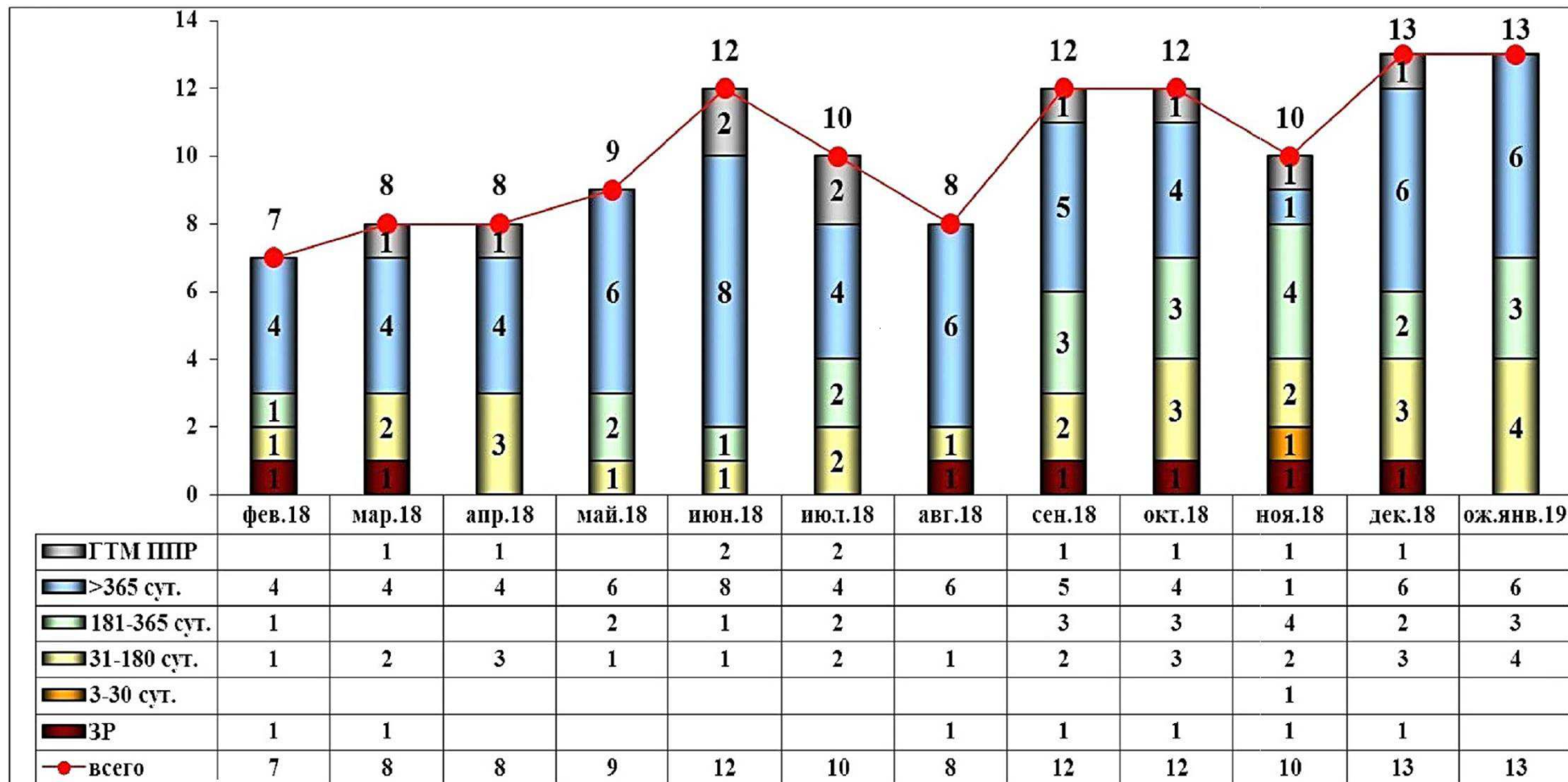
Риск появления засорения или же коррозии достаточно велик, но в целом работа производится достаточно стабильно, при этом отдельно нужно отметить эксплуатационный коэффициент 0,988 ед. В результате можно отметить небольшое количество отказов и высокий показатель МРП.

Процесс эксплуатации в результате был тщательно проанализирован. Для этого рассмотрены все основные способы и режимы. В результате тщательного изучения можно сделать несколько основных выводов:

- Ванкорское месторождение обрабатывается с помощью фонтанного способа и УЭЦН. При этом в большинстве случаев используется именно механизированная добыча;

- Представленной фирмы насосы отличаются надежностью и эффективностью, благодаря им минимальное количество отказов, а также достаточно большие критерии наработки;

- Осложняющим фактором является тот момент, что есть внушительное количество механических примесей, а также большое количество газа.



Динамика отказов УЭЦН по наработкам за скользящий год (по месяцам) с февраля 2018 года по январь 2019 года

Рисунок 3.2 - Динамика отказов УЭЦН по наработкам за 2018 год

## **3.2 Проект мероприятий по оптимизации работы механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения**

### **3.2.1 Анализ и подбор методов борьбы с пескопроявлением на скважинах**

В нефтяных скважинах Ванкорского месторождения присутствуют механические примеси. Наличие подобных добавок значительно осложняет добычу, когда используется традиционных механизированных способ. Основной проблемой становится загрязнение, которое получается из-за разрушения коллектора. В частности речь идет о коррозии, песке и солях. Необходимо учитывать, что здесь достаточно высокий показатель КВЧ (до 1500–3000 мг/л), который наблюдается после того, как было проведено ГРП. Следует учитывать, что подобный фактор является основной причиной, по которой насосы выходят из строя и отказ наблюдается при достаточно низкой наработке около 50%.

Борьба с подобным явлением реализуется с помощью разделения механических средств. Необходимо учитывать, что при этом создается сводовый эффект, также можно дополнительно использовать те средства, которые применяются для укрепления породы, это касается закачки дополнительных химических реагентов.

В качестве наиболее эффективных методик рассматриваются те, которые эффективно борются непосредственно с проявлениями песка, который выносится в саму скважину. Следует учитывать, что подобная методика необходима для того, чтобы отбросы жидкости из скважины были уменьшены. Однако, в том случае, когда применяются методики для уменьшения поступления песка, автоматически сокращаются дебиты нефти.

Отдельно необходимо рассмотреть все возможности. Среди них есть химические и механические способы, а также обустройство интеллектуальных скважин. Механические представляют собой использование коллекторов, которые

способны выносить песок с достаточно низкими показаниями. При этом внедряется специальная фильтрация. Подобные фильтры могут быть разными в зависимости от того, сколько используется слоев, а также какой именно материал. Важно осознавать, что блочные фильтры являются трубами, которые имеют в себе отверстия, дополнительно укрепленные намотанной проволокой. Следует учитывать, что показатель эффективности фильтрации меняется в зависимости от того, какое количество слоев или же от того, какой именно подразумевается размер щелей. Необходимо учитывать, что при использовании подобной методики одной из проблем становится быстрый засор отверстий. На его основании необходимо останавливать работу в скважине и производить необходимые восстановительные работы. В настоящий момент упор сделан непосредственно на проволочную конструкцию. В том случае, когда происходит перепад давления, начинается турбулентный режим, который активизируется на небольших скоростях, а это значит, что становится меньше выносимого песка. В разнообразных исследованиях отмечается, что будет актуально использование гидравлического разрыва пласта в качестве дополнительной методики. Однако этот способ не может быть универсальным, все зависит от характеристик фильтра. Необходимо осознавать, что для эффективности работы скважины понадобится непосредственно применять разнообразные механические методы вместе с химическими.

Необходимо отдельно рассматривать химические методы, которые способны создать условия для надежной и долговечной эксплуатации коллектора. Необходимо учитывать, что речь идет о том, чтобы использовать полимерный состав карбамидоформальдегидных, ацетонформальдегидных, кремнийорганических смол. Подобный состав является достаточно затратным по отношению к снижению механической прочности, ведь увеличивается стоимость любых восстановительных работ. Необходимо учитывать, что частью химического метода становятся концентрированные кислоты, а значит его можно применять не во всех ситуациях. В том случае, если будут допускаться разнообразные ошибки, есть повышенный риск создания непроницаемого экрана. На основании этого в настоящее время актуальна

потребность по усовершенствованию подобных составов для того, чтобы нейтрализовать их негативное воздействие. Есть возможность дополнительно на поздней стадии разработки использовать специальные методы заводнения, которые помогут увеличить добычу нефти. Постоянно необходимо производить наблюдение за процессом образования песка, чтобы подобрать актуальные меры и своевременно их применить.

Стоит учитывать, что даже при идеальной работе оборудования для мониторинга, есть возможность проникновения мелких частиц, которые приводят к остановке и отказу оборудования. Необходимо учитывать, что основной задачей операторов является минимизация ситуаций с простоем и отказом. Для этого можно использовать современные системы, которые регулярно будут передавать актуальные данные о температуре и давлении, на основании анализа которых можно будет иметь полное представление о ситуации. Дополнительно устанавливаются глубинные датчики, клапаны, которые позволяют создавать интеллектуальные скважины. Это достаточно эффективный способ, гарантирующий постоянный контроль.

Важно учитывать, что интеллектуальная скважина создается только лишь с помощью установки оборудования на само устье, а также в глубину скважины. Оно должно использоваться одновременно, в таком случае потери углеводорода минимизируются, а также сама работа тщательно контролируется. Стоит учитывать, что если есть песчаные фильтры, то они обязательно нуждаются в тщательном контроле, ведь поломка этого элемента отзывается серьезными последствиями для всей скважины. Дополнительно необходимо учитывать забойное давление. Оно выявляется на основании смесей из газа и жидкости, именно поэтому достаточно сложно получить точные данные. Только лишь при наличии глубинных датчиков можно рассчитывать на получение актуальной информации. Важным моментом при создании интеллектуальных скважин является правильная расстановка основных датчиков в скважине. Подобная комбинация позволяет не только контролировать работу, но и своевременно предотвращать неприятные



последствия.

Необходимо дополнительно рассматривать то, что в скважине используются не только датчики на температуру и давление. Происходит также установка оборудования для измерения расхода, разнообразные электроды, основная задача которых заключается в том, чтобы сканировать пласт, а также прогнозировать процесс появления песка.

Процесс исследования используется в Ванкорском месторождении, которое находится в Красноярском крае. При этом необходимо было разобраться с анализом самих пород, которые участвуют в процессе засорения. Для этого производится отдельный анализ гранулометрический на основании стандарта ГОСТ 12536-79. Важно понимать, что подобный анализ проводился по нескольким скважинам, в частности по 8, для насоновской свиты использована одна скважина. В дальнейшем сравнивается три основных методики, по которым получены определенные данные. В частности речь идет об использовании:

1. Полимерных фильтров;
2. Гравия с покрытием из полимеров;
3. Гравийных фильтров.

Таблица 3.1 - Методы контроля песка

Критерий	Кремнийорганическая смола	Гравий с полимерным покрытием без сит	Гравийная набивка
Давление, МПа	Менее 22,7	17,2- 22,7	Более 6,9
Температура (°С)	Менее 121	Менее 121	Более 65
Процент контроля песка, (%)	10	5	75

На основании полученного результата можно сделать вывод о том, как именно частицы распределяются на основании своего веса.

С помощью рисунка 3.1 проиллюстрирована ситуация с помощью разнообразных кривых, которые определяют показатели для каждой свиты.

Можно отметить, что есть определенная дисперсия и отсутствует корреляция гранулометрического состава по отношению к глубине. Необходимо учитывать, что максимальный приток воды осуществляется за счет того, что отверстия прodelываются по всему коллектору и в насоновской и долганской свиты.

Важно отметить, что процесс вывода скважины на рабочий режим во многом связан с исследованиями в лаборатории. В настоящий момент оценивать можно результат наличия примесей механических в размере 50000 мг/л.

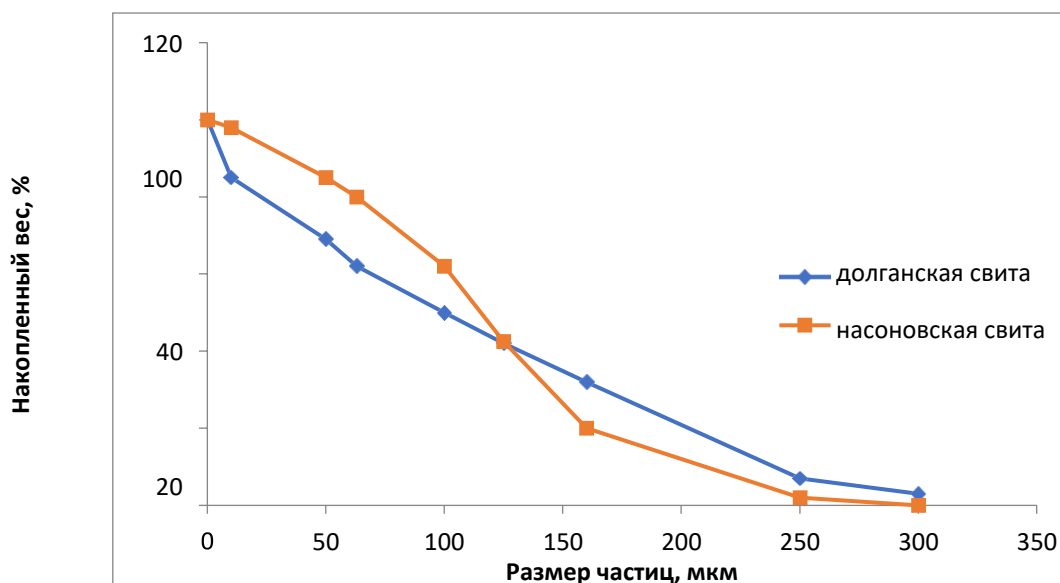


Рисунок 3.1 - Осредненные кривые распределения твердых частиц для каждой из свит

Отдельно стоит учитывать, что гранулометрический анализ дает возможность рассматривать три основных фильтра. Это кремнийорганический, гравийный, а также гравийный с добавлением полимеров. Их основные показатели можно сравнить на основании материалов из таблицы 3.2.

Таблица 3.2- Сравнение различных методов контроля песка

	Кремнийорганическая смола	Гравий с полимерным покрытием без сит	Гравийная набивка
Преимущества	Нет необходимости в использовании сит	Предполагает экономичные методы контроля песка	Низкая просадка и высокая производительность

### Окончание таблицы 3.2

	Кремнийорганическая смола	Гравий с полимерным покрытием без сит	Гравийная набивка
		Гравийная набивка охватывает большую площадь	Долговечность
			Малые экономические затраты
Недостатки	Ограниченная высота зоны	Возможны падения давления	Трудность в исключении воды/газа
	Короткий срок службы	Эрозия	Требуются специальные жидкости для бурения
	Температурная чувствительность до 121 °С	Уменьшается производительность скважины	

Рассмотрев методы борьбы с пескопроявлением при работе скважин, мы видим что, выбор способа борьбы с этим осложнением зависит от физических и химических свойств коллектора.

Для Ванкорского месторождения применение гравийного фильтра является более рациональным с экономической точки зрения, так как в основном, залежи нефти находятся в слабосцементированных терригенных породах коллектора, следовательно, в продукции скважины присутствует большой % песка, что обусловлено литологическим строением залежи. Гравийный фильтр позволяет продлить межремонтный интервал УЭЦН, снизить затраты на КРС, уменьшить затраты на подготовку скважинной продукции, но его использование возможно только при условии умеренного количества песка в продукции скважин. Химические методы борьбы с пескопроявлением, в настоящее время не возможно применять на Ванкорском месторождении, так как в данных пластовых условиях и по причине роста обводненности продукции скважин, не возможно подобрать нужный химический состав реагентов, способный прочно связывать зерна породы

коллектора, препятствуя его разрушению и сохраняя фильтрационно-емкостные свойства. Для Насоновской свиты рекомендуется использовать сетчатый, проволочный фильтр и гравийную набивку. Для данной свиты характерен умеренно отсортированный песчаник, содержание мелкодисперсных немного выше нормы.

Нужно применять УЭЦН в износостойком исполнении. В скважинах, с высоким содержанием механических примесей, нужно применять центробежные сепараторы песка, производительность которых подбирается в зависимости от производительности насоса. Сепаратор песка устанавливается перед УЭЦН. Можно порекомендовать центробежные сепараторы SandCat.

В будущем, применение технологии “умных скважин”, позволит более рационально использовать имеющиеся методы борьбы с пескопроявлением и реагировать более оперативно на изменение свойств породы коллектора, а значит позволит сократить затраты на ремонт и обслуживания механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения.

### **3.2.2 Анализ и подбор методов по предупреждению отложения солей на нефтепромысловом оборудовании**

Главная причина отложение солей – наличие попутной воды продукции скважин. С ростом обводненности солеотложение на рабочих колесах УЭЦН, можно отмечать значительное увеличение подъема самого потока по направлению к устью, при этом основанные характеристики температуры и давления меняются. В результате это может стать причиной для нарушения химического равновесия в характеристиках подобного продукта.

Подобный процесс связан также с тем, что появляется отложение неорганических солей на стенках НКТ, а также на рабочих колеса ЭЦН, это приводит к тому, что количество отказов учащается. При этом дополнительно снижается дебит нефти из скважин. Следует ориентироваться дополнительно на то, что в отверстиях образуется дополнительных камнеобразный осадок. На

всех остальных элементах оборудования также образуется определенный осадок, который в дальнейшем приводит к значительному снижению производительности. Необходимо учитывать, что это также влияет на то, что соли откладываются и ухудшают процесс теплообмена, в результате из строя может выйти вал, двигатель и сам насос.

В процессе разработки этого месторождения в дальнейшем прогнозируется обводнение продукции. Вода при этом будет менять свой состав на основании того, что постепенно вымывается пласт. Необходимо дополнительно обращать внимание на обменные процессы в пласте.

Важно учитывать, что отложение солей представляет собой процесс, который образуется из-за перенасыщенных растворов воды. При этом есть несколько основных причин для возникновения подобного процесса:

- Несовместимые воды смешиваются между собой;
- Показатели минерализации изменяются;
- Горные породы и газы растворяются в жидкости и меняют ее состав;
- Происходит испарение воды и ее дегазация;
- Показатели давления и температуры изменяются.

Дополнительно стоит сделать акцент на то, что отложение солей в разнообразных нефтяных комплексах происходит из-за того, что условия становятся сложными, добавляются механические примеси и образуется остаток. При этом это касается как самой скважины, так и оборудования.

Необходимо учитывать, что на месторождении дополнительно проводится работа для того, чтобы своевременно выявить осложнения. Для этого используется ионный состав, тщательно анализируются состав воды озера Дэлинде, дополнительно рассматриваются особенности свит.

Важно учитывать, что пластовая вода в данном случае относится к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л.

При рассмотрении яковлевской свиты можно говорить о хлоркальциевой особенности воды, в частности это отношение к классу S1, натриевой

подгруппе. Общая минерализация воды составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 539,4 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.

Пластовая вода нижнехетской НХ-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л.

В результате моделирования изменения индекса насыщения кальцитом, гипсом и ангидритом при смешении пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит с водой озера Дэлинде 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 солевыведению кальцита растёт с повышением температуры. По возрастанию склонности к солевыведению кальцита пластовые воды располагаются в следующий ряд: насоновская < яковлевская < нижнехетская НХ-III-IV < нижнехетская НХ-I. Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворённого углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевыведения кальцита

- из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетской НХ-I и нижнехетской НХ-III-IV свит к солевыведению 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 создаёт риск солевываждения кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевываждения 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 способно вызвать осадкообразование кальцита. Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворённого углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения. Были протестированы 3 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). Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в таблице 3.3. Результаты коррозионных испытаний ингибиторов солеотложения представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.3 - Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов

Реагент	Дозировка мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		Нижнихемская НХ	Смешанная вода
Эффективность ингибирования при 60 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	79	76
	10	90	80
	20	93	93
	30	97	97

Окончание таблицы 3.3

Реагент	Дозировка мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		Нижнихемская НХ	Смешанная вода
Ипроден С-1	5	85	77
	10	91	89
	20	94	94
	30	97	97
Акватек 511М	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96
Эффективность ингибирования при 90 °С, %			
Descum 2D-3611C (рН = 9,71)	5	73	69
	10	84	74
	20	89	86
	30	91	91
Ипроден С-1	5	76	70
	10	87	80
	20	89	88
	30	92	91
Акватек 511М	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96

Таблица 3.4- 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

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить выпадение кальцита. Для предупреждения солеотложения при температуре  $\leq 60$  °С нужно использовать ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611C в дозировке 20 мг/л (г/м<sup>3</sup>), при температуре  $\geq$



90 °С ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в БРХ по технологии постоянного дозирования.

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта возможно 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 %.

Рабочие органы ЭЦН нуждаются в дополнительном удалении кальцита. При этом необходимо использовать технологию, с помощью которой происходит промывание оборудование с помощью кислоты. Необходимо учитывать, что концентрация раствора при этом должна составлять до 5%. Важно в этом процессе обязательно учитывать опасность, что кислота может нарушить кабель электрический и тщательно контролировать ситуацию. Для того, чтобы это не произошло, обязательно нужно использовать ингибированную соляную кислоту. Необходимо учитывать, что после подобной обработки дополнительно используется обработка раствором ПАВ для промывки. С его помощью полностью удаляется кислотный состав. Важно, что этот дополнительный раствор не просто очищает кислоту, но и препятствует образованию солей в ближайшее время. Чтобы эффект сохранился как можно дольше, необходимо дополнительно добавлять ингибитор.

Важно учитывать, что нередко приходится сталкиваться с отложениями карбоната кальция, который может навредить оборудованию. Для того, чтобы предотвратить подобную ситуацию нужно использовать комплекс из химических и технологических методов. Важно учитывать, что эффект имеет достаточно долговременное действие, если подключается селективная

изоляция. Она применяется к пласту, при этом приток воды значительно сокращается.

Важно дополнительно учитывать, что увеличение эффективности оборудования происходит за счет того, что дополнительно наносятся разнообразные покрытия. В частности положительный опыт имеют покрытия стеклом, эмалью, лаком. Стоит учитывать, что отложение солей на самих аппаратах или же на центробежных колесах может быть предотвращено за счет использования эпоксидной смолы и разнообразных полимеров, это значительно увеличивает наработку.

Важно ориентироваться на то, что предотвращение образования солей в Ванкорском месторождении реализуется именно химическим способом, в частности с помощью ингибиторов.

Стоит учитывать, что призабойная зона пласта также нуждается в дополнительной защите от отложения солей. При этом ингибитор должен вводиться в оборудование непосредственно до того, как произойдет отложение солей.

Подобная профилактика нужна и самому оборудованию и лифтовым скважинам, ведь при постоянном дозировании и использовании ингибитора есть возможность добавлять его непосредственно в пласт, при этом вещество должно периодически подливаться. Важно учитывать, что также ингибитор добавляется в растворы глушения. Стоит учитывать, что происходит таким образом основная защита трубопроводов и самих скважин. При этом актуально использовать следующие реагенты:

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

### 3.2.3 Анализ и подбор методов борьбы с АСПО на нефтепромысловом оборудовании

Выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. Основным критерием, характеризующим выпадение АСПВ, является температура насыщения нефти парафином.

Важно учитывать, что нефть выделяет парафин из-за того, что в ней имеется растворенный газ. При этом значения могут достаточно быстро смениться на максимальные. В том случае, если речь идет о том, что давление нефти падает до минимального уровня, можно говорить о том, что парафин насыщает нефть максимально. Необходимо учитывать, что нижнехеттский горизонт представляет температуру выше, чем 26 градусов. При этом в подобном случае насыщение парафином недостаточно и нет риска, что он перейдет в твердую стадию. Важно учитывать, что речь идет в первую очередь о том, что именно 26 градусов – это предельное значение температуры, в противном случае риски парафинообразования значительно увеличивается и происходит разделение водонефтяной эмульсии. На основании изобары фазообразования для нефти нижнехеттского горизонта при  $t = 25$  °C образуется 0,015 % масс. парафина, что сопоставимо и даже превышает концентрацию деэмульгатора, используемого для разделения водонефтяной эмульсии. Это может многократно снизить эффективность и время разрушения эмульсии. Риск отложения АСПО в НКТ определяется температурой добываемого флюида. Равенство температуры насыщения нефти парафином с температурой стенки НКТ отложение АСПО является необходимым условием начала парафинизации НКТ.

Необходимо использовать комплекс технологических мероприятий, благодаря которому риск подобного неприятного воздействия значительно

снизится. В частности речь идет о том, чтобы опустить хвостовики под насос, а также обеспечить наличие определенных газовых якорей для того, чтобы обеспечить конкретный динамичный уровень для насоса. Дополнительно нужно обеспечить герметизацию пространства за трубами в насосных скважинах, что поможет предотвратить улетучивание газа. При этом обязательно нужно ориентироваться на то, чтобы регулировать давление и температуру. С помощью подобный методик есть возможность снизить образование парафина.

Благодаря эффективному проведению выше рассмотренных работ есть возможность избавиться от парафинизации для разнообразных кабелей и нагревательных элементов, которые в большинстве случаев находятся под землей.

Следует учитывать, что это помогает также предотвратить образование пробок из парафина. Если же они все же имеются, то необходимо использовать разнообразные конструкции, например лебедки со скрепками, для их удаления.

Отдельно нужно отметить, что удаление АСПО производится с помощью термохимических составов, которые используются для тщательной очистки трубопровода.

Для того, чтобы не происходило выпадение АСПО, обязательно нужно повысить показатели дебита скважины, чтобы они были безопасными и не образовывался парафин. При этом отдельно нужно уделить внимание тому моменту, что увеличение скорости потока значительно увеличивает температуру и риски сразу растут. В условиях промысла удастся добиться того, что с помощью увеличения проницаемости ПЗП происходит дополнительная обработка реагентами, а также можно осуществить разрыв пласта с помощью гидро метода. В том случае, когда увеличение дебита по прогнозам является неизбежным, можно снизить скорость получаемого потока за счет простого уменьшения диаметра труб. Необходимо учитывать, что для этого используются специальные изолированные от температуры трубы, которые

внутри имеют специально стеклоэмалиевое покрытие. Дополнительно есть возможность использовать разнообразные химические реагенты.

Ингибиторы обладают эффективностью в том случае, если они добавляются в количестве около 250 г на 1 тонну нефтепродукта. Необходимо учитывать, что начальный период на протяжении 10 дней ингибитор подается в повышенной дозировки, примерно в 5 или 10 раз выше нормы, а затем приходит к оптимальному значению. Подобный подход позволяет ускорить путь ингибитора до насоса. Необходимо дополнительно учитывать, что ингибиторы можно добавлять непосредственно в затрубное пространство. При этом допускается перепускать до 10% продукции, но есть верхняя граница в 4 кубических метра. Подобная технология предусматривает тщательный контроль и регулярное обслуживание.

Если необходимые условия для осуществления подобного метода невозможно обеспечить по разным причинам, то можно использовать периодическую подачу реагента, при этом используется ЦА-320 и ЦА-320М (Азинмаш). В подобной ситуации, дополнительно используются монтажные работы, непосредственно происходит опрессовывание в нагнетательной линии. Дополнительно следует учитывать, что есть определенные работы, которые являются предварительными и они необходимы:

- Важно обеспечить минимальное давление в затрубном пространстве, для этого газ следует перенаправить в выкидную линию.
- Обязательно нужно заменить пробку на вентиль, чтобы регулировать уровень газа в подобном пространстве.

Необходимо детально рассматривать какой именно объем ингибитора нужно добавить в скважину. При этом важно, что он был за одно добавление около 5-8% от общего количества нефти. Только после того, как ингибитор добавляется в затрубное пространство можно вновь запускать работу скважины. При этом работа происходит приблизительно в течение 6 часов, подобный перерыв наступает в каждой скважине согласно регламенту.

Необходимо учитывать, что профилактика отложений в оборудовании производится с помощью ряда популярных ингибиторов СНПХ-2005, ПМА Д-210, ФЛЭК ИП-1007, ХПП-007 и др.

Подобная методика защиты нуждается в тщательном анализе. Обязательно нужно ориентироваться на то, что в настоящий момент в Ванкорском месторождении активно используется та технология, которая показала себя наиболее рентабельной, в частности для этого используются металлические скребки. Необходимо учитывать, что для того, чтобы не было отложений парафина, добавляется химический способ и образуется профилактический комплекс.

Есть множество реагентов, которые необходимо использовать непосредственно для того, чтобы удалять парафин и остатки бутиловых спиртов, в частности это гексановая и бензиновая фракция.

Необходимо дополнительно подключать нагревательные кабели, которые помогут поддержать конкретную определенную температуру. Обязательно нужно учитывать, что они активно используются для нагрева разнообразных скважин, при этом подобные кабели опускаются непосредственно вниз в саму жидкость и не дают затвердевать парафину.

Следующей проблемой становится наличие гидратообразования, которая предотвращается с помощью добавления ингибиторов. При этом эти вещества могут добавляться как постоянно, так и периодически в зависимости от конкретных показателей. Они располагаются в затрубном пространстве скважины. Необходимо учитывать, что при образовании газогидратной пробки обязательно нужно активно использовать пар или же горячую воду, которая поможет с ней справиться.

### **3.2.4 Анализ и подбор методов борьбы с коррозией оборудования**

Одной из проблем становится то, что добываемый материал значительно увеличивает риск образования коррозии, это связано с тем, что в смеси

присутствует большое количество воды, а также есть и иные механические загрязнения. В частности именно агрессивность с коррозионной точки зрения определяется на основании анализа воды, при этом учитывается минерализация, количество газов и бактерий. При рассмотрении пластовых вод яковлевской и нижнехетской свит, можно учитывать, что воды в них относятся к соленым за счет достаточно внушительных показателей минерализации. В случае с насоновской свитой стоит учитывать, что также минерализации на приличном уровне и вода относится к достаточно соленой. При этом нормой считается вода с показателем  $pH > 7,0$ . Отдельно нужно понимать, что на основании проб можно говорить о том, что сероводорода в составе этой жидкости нет. Однако углекислый газ присутствует в разном объеме, в частности из яковлевской свиты варьируется от 0,01 % до 0,74 % (моль), в пробе из нижнехетской свиты – от 0,01 % до 1,50 % (моль). Необходимо учитывать, что при достижении определенного порога в 0,74% можно говорить о том, что концентрация при заборе доходит до 378 мг/л, на устье скважины – 90 мг/л. При содержании  $CO_2$  в газе 1,50 % его концентрация в пластовой воде на забое скважины может достигать 655 мг/л, в поверхностных условиях (на устье скважин) – 190 мг/л. Это дает возможность сделать вывод о том, что коррозия образуется на основании углекислой среды.

Дополнительно необходимо учитывать, что углеводородная фаза, а также процесс образования осадка могут по-разному влиять на образование коррозии. В зависимости от состава этого осадка процесс ржавления может замедляться или же ускоряться. В частности отдельно нужно ориентироваться на показатели минерализации воды, дополнительно необходимо охарактеризовать скорость, в случае высоких показателей жидкость относится к агрессивным средам.

Необходимо учитывать, что газ, который агрессивен и приводит к коррозии – это кислород, который растворяется в воде.

Методы для борьбы с коррозией:

- механические ( скребки, система протекторной защиты, футерование стальных труб полиэтиленом, защитное покрытие МРП);

- магнитные (поверхностные переводники Магнифло);
- химические (комплексные ингибиторы, СНПХ-6301, Тарин, составы “Petrolite” и т.д.);
- биологические (составы “Petrolite”).

На скважинах Ванкорского месторождения целесообразно использовать все методы борьбы с коррозией. Особенно важно использовать технологические методы, так как они являются экономически выгодными. Технологические методы заключаются в снижении количества песка в продукции скважин, который влияет на абразивный износ металла и соответственно на коррозию.

### **3.2.5 Анализ и подбор методов борьбы с высоким газовым фактором**

Необходимо дополнительно ориентироваться на то, что у отказов есть определенная причина. В частности в случае с Ванкорским месторождением речь идет о том, как влияет наличие свободного газа непосредственно на работу электроцентробежного насоса. В том случае, когда этот газ присутствует снижает напор, автоматически уменьшается коэффициент полезного действия. Важно учитывать, что в том случае, если газ выше 30%, появляется достаточно большая вероятность срыва, в дальнейшем это может стать причиной серьезных осложнений.

При достаточно большом количестве свободного газа можно отметить, что коэффициент наполнения насоса сразу снижается, это означает, что нижние ступени оборудования испытывают на себе деградацию и требуется добавление новых ступеней. При этом депрессия на пласт уменьшается, а это снижает дебит нефти. [3]

Важно отдельно рассматривать наличие свободного газа с точки зрения обмена энергией между колесом и жидкостью, в дальнейшем это приводит к тому, что из жидкости увеличивается выделение газа. Следует учитывать, что пузырьки внутри приводят в итоге к формированию каверн. Подобные



процессы происходят непосредственно в насосах и являются губительными для оборудования. Помимо того, что значительно уменьшается показатель производительности, можно говорить еще также о том, что серьезно увеличиваются вибрационные нагрузки.

Стабильная работа УЭЦН осуществляется при содержании свободного газа на входе в насос (по техническим условиям) от 5 до 25% в зависимости от типоразмера насоса. Газированная жидкость в некоторых случаях, если среда тонкодисперсная и наличие свободного газа не превышает допустимого, может положительно влиять на работу насоса, т.к. происходит уменьшение плотности и вязкости откачиваемой смеси. Но, чаще всего, происходит частичное или полное заклинивание каналов рабочих колес в насосе при большом содержании газа, которое приводит к уменьшению подачи насоса на отказ. В некоторых случаях может происходить выход из строя погружного электродвигателя из-за плохого его охлаждения за счет отсутствия потока жидкости.

На сегодняшний день наиболее распространены следующие методы борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу ЭЦН:

- обеспечение бескавитационной работы насоса;
- применение дополнительного оборудования (газосепараторы, диспергаторы, специальные входные модули и т.д.);
- принудительный сброс газа в затрубное пространство;
- применение комбинированных насосов.

Наиболее подходящим для Ванкорского месторождения является использование дополнительного оборудования. Отличные показатели у применения газосепараторов, которые помогают разделять жидкость от газа и действуют по принципу насоса. Стоит отдельно учитывать, что подобное оборудование может иметь разную конструкцию, в частности оно может быть центробежным, гравитационным или же вихревым. К наиболее современным и популярным можно отнести вариант «Novomet». Основная его характеристика заключается в том, что шнек характеризуется переменным шагом и наличием лопастей, которые обладают меридиональным сечением. Стоит учитывать, что

в результате повышается устойчивость оборудования. Необходимо учитывать, что содержание газа не должно превышать допустимое значение. В противном случае можно использовать диспергаторы, которые присутствуют в обводненных скважинах. Необходимо позаботиться о том, чтобы не было разрушения структуры, для этого добавляется специальная вязкая эмульсия. Сами диспергаторы представляют собой оборудование, которое устанавливается на несколько ступеней оборудования, при этом оно может также располагаться как внутри, так и снаружи.

Важно учитывать, что нередко используют гибридное оборудование, которое также отличается тем, что в оно одновременно выполняет функции газосепаратора и диспергатора. При этом это обеспечение надежности, которое невозможно при использовании подобного оборудования по отдельности.

Газ, смешанный с жидкостью проходит все этапы, в результате смесь получается однородной, а все примеси измельчаются до предельного состояния. Подобные загрязнения больше не могут нанести вред оборудованию. При использовании подобного оборудования уменьшается нагрузка от вибрации, а также продлевается срок службы насоса и его уровень производительности. Необходимо учитывать, что перед установкой насоса тщательно анализируется состав жидкости, а также применяется своя технология для вертикальных и горизонтальных скважин.

Сейчас можно говорить о том, что в рассматриваемом месторождении 92% скважин являются горизонтальными, при этом газ может скапливаться именно в верхней части трубы.

В настоящее время около 92% от общего числа эксплуатационных скважин на месторождении – горизонтальные. Если в вертикальных трубах газ распределен равномерно по сечению трубы, то в горизонтальных из-за более низкой плотности он скапливается в верхней части трубы.

Вывод:

На работу механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения влияют множество негативных факторов, которые увеличивают

стоимость добычи скважинного флюида. На сегодняшний день существуют эффективные методы борьбы с этими явлениями и продления бесперебойной работы УЭЦН. В этой работе приведены распространённые и получившие положительный опыт применения методы борьбы с влиянием осложняющих условий

## **4 Безопасность и экологичность**

Безопасность и экологичность, в нефтегазодобывающей отрасли, должны быть приоритетным фактором при планировании и проведении работ. Нефтяные компании должны обеспечивать сохранение окружающей среды и грамотно использовать природные ресурсы в районах нефтедобычи. Особо важными задачами являются обеспечение безопасных условий труда работников, защиты здоровья персонала, а также сохранение благоприятной окружающей среды на основе использования современных технологий. Социальная ответственность компаний состоит в создании достойных условий и оплаты труда, обеспечении экологической безопасности, сохранении культурного наследия.

Особое значение имеет промышленная безопасность на объектах нефтегазодобычи, так как эта сфера деятельности сопряжена с повышенной опасностью .

### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Бригады рабочих и операторов работают на открытом воздухе, в неблагоприятных условиях Крайнего Севера, где расположено Ванкорское месторождение.

Комплекс работ связан с опасностью получения механических травм (ушибов, ранений, переломов костей) из-за падения рабочих, разрушения оборудования, ударов падающими предметами, обморожения и переохлаждения. Нефть, нефтяные газы и закачиваемые реагенты могут вызвать профессиональные отравления.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Ванкорском месторождении, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация.	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи.	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря устойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкции.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего местана расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда.

## **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ванкорского месторождения, которое расположено в климатическом регионе, средняя температура воздуха зимних месяцев  $41^{\circ}\text{C}$ , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин  $1,3\text{ м/с}$ .

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах  $60^{\circ}$ - $70^{\circ}$  с.ш., составляет  $-10^{\circ}\text{C}$ . Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой  $-26^{\circ}\text{C}$ , в отдельные дни температура воздуха опускается до  $-57^{\circ}\text{C}$ . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает  $25\text{ м/с}$ , средняя скорость ветра –  $5-7\text{ м/с}$ .

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне  $15-20^{\circ}\text{C}$ .

## **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером  $300\text{ м}^2$ . Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на

эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Санитарно-гигиенические требования к условиям труда представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики условий труда

Характеристики	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	Лампа накаливания
Освещенность	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники бесперебойного питания	Аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	Газо-защищенное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

Для общего освещения помещений производственного назначения рекомендуется применять газоразрядные источники света (например, типа ДРЛ, ДРИ). В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, специальная обувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газ и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

#### **4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности.

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты



и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II.

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В таблице 4.3 Пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.3 - Пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м<sup>3</sup> – 4 шт.;
- ящик с песком, V = 1 м<sup>3</sup> – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

## 4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещений - розлив химагента
Не герметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

#### **4.7 Экологичность проекта**

Технологический процесс заводнения нефтяных залежей связан со сбросом загрязненных сточных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, это приводит к уничтожению растительных и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, для сельского хозяйства, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Большую опасность на суше представляют промышленные сточные воды в связи с их высокой токсичностью и агрессивностью. Во избежание действия их на окружающую среду следует применять полную утилизацию всех сточных вод – повторную закачку (после очистки) в продуктивные пласты.

Для борьбы с загрязнением воздуха используют методы по снижению выбросов.

Проектом освоения Ванкора предусмотрено 100%-е обезвреживание отходов, на месторождении применяется уникальная технология терм стабилизации почвы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установки погружного электроцентробежного насоса при применении не требуют каких-либо сооружений или фундаментов и позволяют вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любых районах в любое время года. УЭЦН не требует постоянного ухода и наблюдения за работой.

Добыча жидкости скважинами, оборудованными УЭЦН, обходится значительно дешевле. Ремонт их дешевле по сравнению с другими видами механизированной добычи.

Для оптимизации работы механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения необходимо применять УЭЦН в износостойком исполнении. В скважинах, с высоким содержанием механических примесей, нужно применять центробежные сепараторы песка, производительность которых подбирается в зависимости от производительности насоса. Необходимо применять ингибиторы, для предотвращения солеотложения на оборудование и на рабочих колесах насосов. Проводить кислотные обработки для предотвращения отложений кальцита. Необходимо использовать комплекс технологических мероприятий, благодаря которому риск отложений парафинов значительно снизится. Для борьбы с высоким газовым фактором применять газосепараторы и диспергаторы.

В комплексе все методы борьбы с осложняющими факторами, способствуют оптимизации добычи нефти механизированным способом на Ванкорском месторождении.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- БТВН – блок технологический Ванкорнефти.
- ГНО – глубинно-насосное оборудование.
- ГТМ – геолого-техническое мероприятие.
- МРП – межремонтный период.
- НГДУ – нефтегазодобывающее управление.
- НКТ – насосно-компрессорные трубы.
- ПЗП - призабойная зона пласта.
- ПРС – подземный ремонт скважины.
- ПЭД – погружной электродвигатель.
- СНО – средняя наработка на отказ.
- ТКРС - текущий и капитальный ремонт скважин.
- УДНГ – управление добычи нефти и газа.
- УЭЦН - установка электроцентробежного насоса.
- ЦДНГ – цех добычи нефти и газа.
- ЦПРС – цех подземного ремонта скважин.
- КВЧ – количество взвешенных частиц.
- КРС – капитальный ремонт скважин.
- ПЗП – призабойная зона пласта.
- ППУ – парапередвижная установка.
- АСПО – асфальто-смолово-парафиновые отложения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Годовой отчет по скважинам и разработке нефтяных месторождений на землях НГДУ «Ванкорнефть» за 2018 год / Фонд УДНГ «Ванкорнефть».
2. Годовой отчет деятельности УДНГ «Ванкорнефть» за 2018 год / Фонд УДНГ «Ванкорнефть».
3. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1965. – 272 с.
4. Галлямов М.Н., Батталов Р.М., Узбеков Р.Б. Установление оптимальных режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН // Нефтепромысловое дело, 1981. – № 12. – С. 14–16.
5. Мордвинов А. А., Корохонько О. М. Теоретические основы добычи нефти и газа для операторов. Учебное пособие, часть 3. Ухта. -2010. -97с. 32. Ванкорское газонефтяное месторождение. Краткий анализ экономических условий освоения месторождения. Красноярск . -1998.
6. Технологический регламент на применение оборудования для эксплуатации скважин установками погружных центробежных насосов. РД 39–0147276–018–95. Составители БашНИПИНефть. .
7. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / Под ред. Е.И. Бухаленко. – М.: Недра, 1983. – 399 с.
8. Годовой отчет планово-экономической деятельности ЗАО «Ванкорнефть» за 2018 год.
9. Инструкция Компании ОАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 И-0011 «Формирование базы данных по химическому составу попутно-добываемых вод нефтедобывающих скважин», 2011 г., 59 с.
10. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы – Москва: Стандартинформ, 2019.
11. Безопасность жизнедеятельности: учеб-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной

квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост.: Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016

12. СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

13. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть

14. Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.). 22. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

15. ГОСТ 12.4.010-75 «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия» – Москва: Совета Министров СССР, 1975.

16. ГН 2.2.5.2439-09 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введен 01.01.2009. – Москва: МинздравРоссии, 2008. – 14 с.

17. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». – Введен 01.01.2003. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2002. – 37 с.

18. СП 4.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно - планировочным и конструктивным решениям. – Введен 01.05.2009. – Москва: 2009. – 156 с.

19. СНиП 2.09.04 ССБТ «Пожаровзрывоопасность нефтепродуктов и химических органических продуктов. Номенклатура показателей» – Москва: Госстандарт Росси, 2004.

20. Щелканова Е. В. Нефть. Красноярский формат. Красноярск: Издательство Поликор. -2011, -240с.

21. Инструкция Компании Роснефть. «Золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения до работников. Москва. -2014. -17с.

22. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.  
Изд.2. М.: Недра. -1975. -253 с.

23. СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания – Москва:  
Минрегион России, 2011.




Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой РЭНГМ

 Н.Г. Квеско  
«24» 06 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Оптимизация механизированной добычи на примере скважин Ванкорского  
месторождения

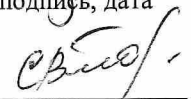
Руководитель

  
подпись, дата

профессор, канд. тех. наук

М.Т. Нухаев

Выпускник

  
подпись, дата

С. В. Шапочкин

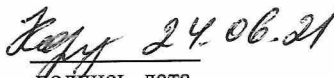
Консультант:

Безопасность и экологичность

  
подпись, дата

С. Н. Масаев

Нормоконтролер

  
подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2021