

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

**Инженерная школа** Природных ресурсов  
**Отделение** Нефтегазового дела  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Профиль** Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**Особенности разработки месторождения X (Томская область)**

УДК 622.276.03(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Шанцев Сергей Дмитриевич		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск 2018 г.

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Директор ИШПР  
\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Боев А.С.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Г	Шанцеву Сергею Дмитриевичу

Тема работы:

Особенности разработки месторождения X (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

1218/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

13.06.2018

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Пакет геологической и геофизической информации по месторождению X, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение Общие сведения о месторождении Геологические сведения о месторождении Состояние разработки месторождения Процесс добычи нефти и газа</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Шанцев Сергей Дмитриевич		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 87 с., 9 рисунков, 12 таблиц, 30 источников литературы.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, нефть, газ, обводненность, фонд скважин, коэффициент извлечения нефти, запасы.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Х.

Целью выпускной квалификационной работы является изучение особенностей разработки и способов повышения нефтеотдачи месторождения Х.

Рассмотрены особенности геологического строения месторождения, даны подробные описания о продуктивных пластах и свойствах нефти и газа. Изучен технологический процесс добычи нефти и газа, утилизация попутного газа и применяемые методы повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Х.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недр. Также уделено внимание технике безопасности и охране недр и окружающей среды

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 14. Презентация создана в Microsoft Power Point.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

ДНС – дожимная насосная станция;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ППД – поддержание пластового давления;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

УШГН – установка штанговая глубинно-насосная;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ЗБС – бурение (зарезка) боковых стволов

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ПДС – предельно допустимые сбросы;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

УВ – углеводород;

ГИС – геофизическое исследование скважин;

УПН - установка предварительной подготовки нефти;

КГС – газокompрессорная станция;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ВРБ – водораспределительный блок

Содержание	
Введение	7
1. Общие сведения о месторождении	8
2. Геолого-физическая характеристика месторождения	12
2.1 Краткая характеристика геологического строения	12
2.2 Нефтегазоносность месторождения	17
2.3 Коллекторские свойства продуктивных пластов	21
2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов	26
2.4.1 Физико-химические свойства нефти	26
2.4.2. Физико-химические свойства нефтяного газа	27
2.4.3 Физико-химические свойства пластовой воды	28
3. Особенности разработки месторождения X	30
3.1 Технологический процесс добычи нефти и газа	30
3.1.1 Технологический режим работы фонтанного фонда скважин	32
3.1.2 Параметры работы нагнетательных скважин	34
3.1.3 УЭЦН. Параметры работы скважин оборудованных УЭЦН	37
3.1.4 УШГН. Параметры работы скважин оборудованных УШГН	41
3.2 Установка подготовки нефти, описание процесса	46
3.3 Газокомпрессорная станция	53
3.4 Влияние осложняющих факторов на работу внутрискваженного оборудования	55
3.4.1 Способы борьбы с осложняющими факторами	56
4. Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации притока	60
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность (организационно-экономическая часть)	63
6. Социальная ответственность	71
Заключение	84
Список использованных источников	85

## **Введение**

Месторождение X среди промыслов уникальное. Его главная особенность – многослойность, которая проявляется в сочетании нефти, газа и конденсата.

Месторождение X, обладая достаточно большими остаточными запасами углеводородного сырья в юрских отложениях, относится к крайне сложным объектам разработки как по своему геологическому строению, наличию мощных шапок и пропластков газа, так и по свойствам пластовых флюидов. Нефть месторождения X добывается как фонтанным, так и механизированным способом. При этом ряд осложняющих факторов, которые присутствуют на месторождении, влияют на эффективность работы механизированных скважин.

Транспортировка "черного золота" с месторождения X происходит через магистральный нефтепровод, в который нефть поступает только после осуществления целого комплекса мероприятий. Сначала ее отделяют от примесей, нормализуют, производится отбор проб и анализ в химико-аналитической лаборатории, и только после этого уже производится сдача товарной нефти.

Сегодня месторождения X является одним из самых крупных поставщиков газа среди месторождений . Благодаря построенной на промысле в 2002 году газокompрессорной станции, попутный нефтяной газ, который когда-то был главным "козырем" против развития данного промысла, в настоящее время стал стратегическим продуктом для компании. [7]

Целью данной работы является изучение особенностей разработки месторождения X.

Основными задачами данного исследования являются:

- Изучение технологического процесса добычи нефти и газа
- Изучение используемых методов увеличения нефтеотдачи
- Изучение эффективности методов интенсификации.

### **1. Общие сведения о месторождении**

месторождения X открыто в 1966 году скважиной №152. Введено в разработку в 1982 году с запуска разведочной скважины №155, эксплуатационное бурение начато в 1983 году. [13]

Лицензия на разработку месторождения ТОМ №00083 НЭ до 25.03.2039 года выдана. [7]

В административном отношении месторождения X находится в Парабельском и Каргасокском районах. [20]



Рисунок 1.1. Расположение Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения

Ближайший населенный пункт - г.Кедровый, который находится в 80 км к юго-востоку от месторождения и является базовым для нефтегазодобывающей промышленности юга области.

Недалеко от города расположен аэропорт с бетонной взлетно-посадочной

полосой, и пристань на реке Чузик.

Район представляет собой сглаженную слаборасчлененную заболоченную равнину. На территории много болот, однако, большая ее часть покрыта лесом. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75-130 м. Самой крупной на территории является река Чижапка. [20]

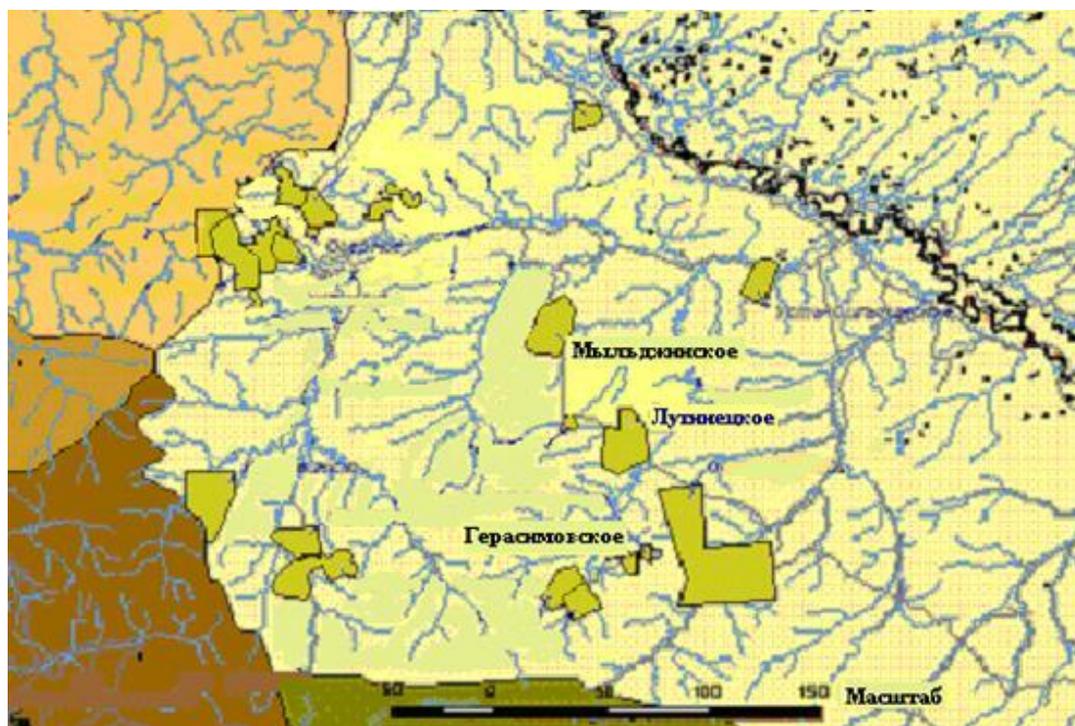


Рисунок 1.2. Обзорная карта района

Климат района - континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время минус 40-50°С. Величина снежного покрова достаточно велика и достигает 1,5 м. Почва промерзает на 1 -1,5 м. Самый жаркий месяц лета - июль. Температура воздуха поднимается до плюс 35°С. Среднегодовое количество осадков 450-500 мм/год.

Шоссейная и железная дороги в районе месторождения отсутствуют, доставка грузов круглогодично производится авиатранспортом, в период навигации - по рекам, в зимнее время - по зимнику, связывающему г. Кедровый с областным центром. Плотность населения низкая. [20]

Нефть, добываемая на месторождения X, подается в нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км от месторождения. Нефтепровод введен в эксплуатацию в марте 1972 года, а нитка месторождение X - Парабель, связывающая месторождение с нефтепроводом, эксплуатируется с 1982 года.

В районе месторождения X имеются залежи глин и строительных песков, пригодных для строительных целей. Глины используются для приготовления буровых глинистых растворов. Строительный лес, необходимый для обустройства, имеется на месте. [20]

На территории месторождения X функционируют следующие объекты, обеспечивающие добычу, учёт добываемой жидкости, подготовку и транспортировку нефти и газа, а также поддержание пластового давления:

- эксплуатационные скважины;
- нагнетательные скважины;
- автоматические групповые замерные установки (АГЗУ);
- выкидные трубопроводы;
- нагнетательные трубопроводы;
- нефтесборные трубопроводы;
- две установки предварительной подготовки нефти (УПН);
- три блочных кустовых насосных станций (БКНС);
- газокompрессорная станция (ГКС).

На месторождении реализована кустовая система бурения скважин. Каждая кустовая площадка, согласно требованиям, имеет обвалование производственной территории.

На кустовых площадках размещаются следующие сооружения и технологическое оборудование:

- устьевые фонтанные арматуры скважин, укомплектованные регулирующей, контрольной и запорной арматурой, в соответствии с утвержденными схемами;
- станки-качалки для привода установок штанговых глубинных насосов;

- приустьевые лубрикаторные площадки для исследования скважин;
- замерные установки типа “Спутник АМ”, изготовитель ОАО «АК ОЗНА», г. Октябрьский, Башкортостан;
- установки измерительной групповой автоматизированной «Электрон-10-1500», изготовитель ОАО «Опытный завод «Электрон», г. Тюмень, Россия;
- установки измерительные гидростатические автоматизированные «МЕРА» и «МЕРА-ММ» производства ОАО «Нефтемаш», г. Тюмень, Россия;
- кустовые трансформаторные подстанции типа КТПН 6/0,4;
- энергетические распределительные устройства, кабельные линии электропередач, и станции управления установками ЭЦН и ШГН механизированного фонда скважин;
- водораспределительные батареи (ВРБ) для учета и распределения рабочего агента по нагнетательным скважинам системы поддержания пластового давления (ППД);
- дренажные системы с подземной емкостью объемом 8 м<sup>3</sup> и 12 м<sup>3</sup> для сброса жидкости через АГЗУ, при ремонтных работах, с возможностью последующей откачки и вывоза дренированной жидкости спецтехникой и автоцистернами; Если нефтесодержащая жидкость (НСЖ) не содержит механические примеси, то вывоз производится в дренажную систему УПН «Лугинецкое», если же НСЖ содержит механические примеси, то на пункт приема НСЖ и замазученного грунта – Шламонакопитель месторождения X.
- выкидные линии нефтяных скважин;
- водоводы высокого давления нагнетательных скважин;
- прожекторные мачты наружного освещения. [9]

## **2. Геолого-физическая характеристика месторождения**

Продуктивные пласты месторождения X имеют сложное геологическое строение, заключающееся в частом переслаивании проницаемых пропластков различных мощностей, невыдержанных по площади и по разрезу с непроницаемыми прослоями, имеется большое количество зон отсутствия коллектора на продуктивной площади (особенно верхних пластов), отличается значительная изменчивость коллекторских свойств как по площади распространения, так и по разрезу, залежи имеют чрезвычайно сложную конфигурацию ВНК и ГНК. [1]

Нефтеконденсатные залежи месторождения X, имеющие промышленное значение, приурочены к шести продуктивным пластам верхнеюрских отложений. Индексация пластов сверху вниз следующая: Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, и Ю<sub>2</sub>. В них сосредоточено 125050 тыс.т нефти, 70603 млн.м<sup>3</sup> свободного газа и 12595 тыс.т конденсата (принято после уточнения подсчета запасов в настоящей работе по результатам бурения скважин за период 1993-1994 гг.), в т.ч. 47,4% запасов нефти в пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и 27,6% - в пласте Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. Они являются основными промышленными объектами нефтедобычи на месторождения X. [1]

### **2.1. Краткая характеристика геологического строения**

Геологический разрез месторождения X представлен мощной толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, залегающих на размытой поверхности палеозойских отложений промежуточного комплекса. [21]

Схема разработки месторождения X отражена на сетке отбора проб скважин по горизонту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (рис. 2.1.).



переотложенной породой, каолинизированной, карбонатизированной, сильно выветренной, в остальных скважинах она выделена только по каротажу. Толщина коры выветривания - от нескольких метров до 25 м.

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного комплекса вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Юрская система представлена средним и верхним отделами. В основании разреза юрских отложений, на размытой поверхности юрского промежуточного комплекса, залегают породы тюменской свиты, представленные континентальной толщей средней и низов верхней юры. В кровле тюменской свиты залегает продуктивный горизонт Ю<sub>2</sub>.

Верхнеюрские отложения представлены в основном породами переходного генезиса от морского к континентальному (васюганская, георгиевская и баженовская свиты). [20]

Отложения васюганской свиты, сложены песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, углистыми аргиллитами и редкими пропластками углей.

Согласно с общепринятым расчленением разреза васюганской свиты, основной продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub>, выделяемый в разрезе свиты, повсеместно разделяется на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную.

Нижняя подугольная толща включает в себя достаточно выдержанные по площади песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> прибрежно-морского генезиса, залежи которых вмещают основную долю запасов нефти и газа Лугинецкого месторождения.

Межугольная толща представлена аргиллитами и прослоями углей и углистых аргиллитов редкими линзами песчаников и алевролитов континентального происхождения.

Верхняя - надугольная толща сложена невыдержанными по площади и разрезу пластами песчаников и алевролитов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Песчано-

алевролитовый пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, включенный в состав продуктивного горизонта Ю<sub>1</sub>, т.к. он составляет с продуктивными пластами васюганской свиты единый массивно-пластовый резервуар, стратиграфически относится к георгиевской свите, отложения которой на значительных участках месторождения X отсутствуют. [21]

Пример геологического профиля по линии скважин представлен на рисунке 2.2.

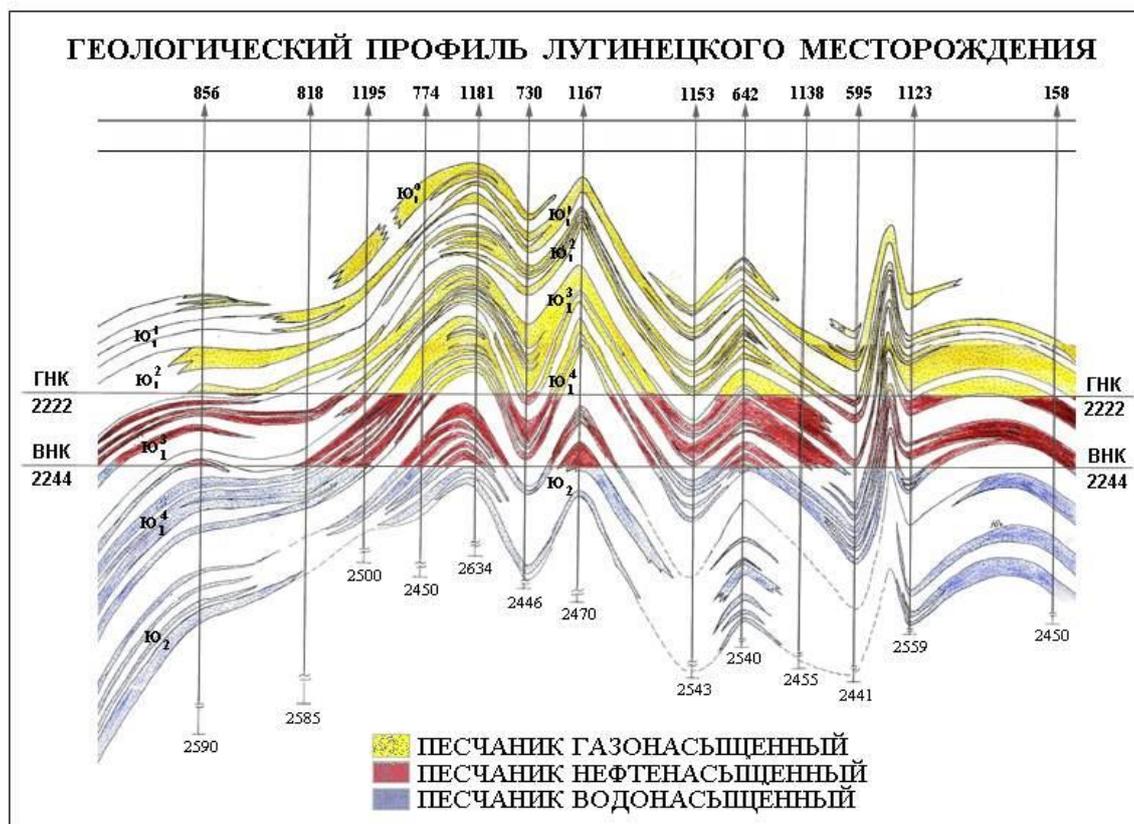


Рисунок 2.2. Геологический профиль Лугинецкого месторождения

Баженовская свита распространена повсеместно и сложена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, являющимися надежной покрывкой для нефтегазовых залежей васюганской свиты, толщиной до 40 м. [23]

Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает четыре свиты (снизу вверх): куломзинскую, тарскую, киялинскую и низы покурской. Верхний - верхнюю часть покурской, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую, ганькинскую свиты.

Палеогеновая система представлена тремя отделами: палеоценом,

эоценом и олигоцене. На размытой поверхности палеогеновых отложений залегают осадки четвертичной системы. [23]

В тектоническом отношении месторождение приурочено к месторождению X поднятию (л.п.) - структуре третьего порядка, расположенной в северо-западной периклинальной части Пудинского мегавала - положительной структуры первого порядка. [24]

С северо-запада Пудинский мегавал граничит с Усть-Тымской рифогенной зоной, сочленяясь с ней моноклинально с углом наклона 2-3°. Моноклинальный склон постепенно переходит в северный борт месторождения X поднятия, которое имеет изометрическую форму, характерную для структур плитных комплексов платформ.

По отражающему горизонту  $\Phi_1$  (кровля доюрских отложений) месторождения X л.п. оконтуривается изогипсой - 2450 м. Его размеры составляют 24x23 км, амплитуда - 130 м. По горизонту  $\Phi_2$  в центральной, западной и восточной частях месторождения X л.п. выделяются три приподнятые зоны, унаследовано отражающиеся в структурной поверхности вышележающих юрских отложений. Характерной особенностью является осложненность структуры по горизонту  $\Phi_2$  множеством разрывных нарушений, которые по мнению большинства исследователей затухают в юрских отложениях. [20]

По данным детализированной сейсмике и бурения сетки эксплуатационных скважин поднятие представляется более сложным, чем было принято в подсчете запасов 1972 г. В настоящее время установлено, что структура месторождения X осложнена множеством приподнятых зон, структурных носов, мысов, впадин и ложбин, контролирующих площадное распространение контуров нефте- и газоносности. По результатам бурения скважин кустов 47 и 36 месторождение разделилось на два купола - западный и восточный. [24]

В западной части месторождения X поднятия выделяется месторождения X структурный мыс - локальное поднятие, перспективное для расширения

площади нефтегазоносности, где пробурена скважина №186 и намечается продолжение разведочного бурения. На южной периклинали поднятия скважины №182 и №183 подтвердили наличие выявленных сейсморазведкой структурных носов, разделённых ложбиной, заходящей в район скважины №167. Здесь же, в южной части месторождения, установлено наличие двух периклинальных выступов (локальных поднятий) в районе скважин №№726, 729, 826, 843, 1211, 773 и районе скважин №№834, 898, 891, разделённых узким прогибом по линии скважин №877, 163, 1224. [20]

Имеются и другие более или менее ярко выраженные, различных размеров, формы и амплитуды осложнения структурной поверхности месторождения X поднятия, определяющие гипсометрическое положение и, следовательно, характер насыщения продуктивных пластов.

Территория месторождения X НГД района уникальна по ряду особенностей, в том числе: стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает интервал от девона до валанжина; значительная концентрация ресурсов в палеозое, аналогов этому нет. [7]

## **2.2. Нефтегазоносность месторождения**

Промышленная нефтегазоносность связана с палеозойскими отложениями фундамента (кора выветривания, пласт М) и верхнеюрскими терригенными отложениями осадочного чехла (горизонты Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>1</sub>, включающие продуктивные пласты Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>), при этом последние являются полностью газонасыщенными в сводовой части структуры.

Продуктивность горизонта М выявлена в результате опробования скв.180. При опробовании его в интервале 2428-2438 м (а.о. - 2310-2320 м) получен приток нефти дебитом 6 м<sup>3</sup>/сут на 4 мм штуцере и газа - 2,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут, газовый фактор - 400 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. после проведения интенсификации притока методом СКО дебит нефти составил 8,2 м<sup>3</sup>/сут на 4 мм штуцере.

Форма и тип залежи в коре выветривания и трещиноватых карбонатах

доюрского комплекса не выяснены и требуют дальнейшего изучения.

Горизонт Ю<sub>2</sub> вскрыт большинством пробуренных разведочных и эксплуатационных скважин на глубине 2314,4-2426,8 м (а.о.-2196,2-2331,4 м). Литологически горизонт неоднородный. Общая толщина его варьирует в очень большом диапазоне от 1,5 м (скв. №510) до 75,1 м (скв. №166). Средняя эффективная нефте- и газонасыщенная толщина равна, соответственно, 6,8 м и 17 м.

По площади его распространения отмечаются зоны отсутствия пласта, либо коллектора. Нефтяная залежь с газовой шапкой приурочена к центральной части структуры и простирается с севера на юг. Газовая шапка вскрыта двумя скважинами №151 и №180, пробуренными в сводовой части структуры. При опробовании скв. №151 в интервале 2327-2336 м (а.о. -2203,82212,8 м) получен фонтан газа дебитом 464,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут через 17,5 мм штуцер при депрессии на пласт - 5,42 МПа. Одновременно вместе с газом из скважины поступал конденсат, дебит его 39,8 м<sup>3</sup>/сут через 15,4 мм штуцер. Пластовое давление - 24,39 МПа.

Нефтеносность горизонта подтверждена исследованием эксплуатационных скважин. В результате исследования скважины №728 в интервале 2468-2474 (а.о.-2246-2250 м) получен приток нефти начальным дебитом 39,2 т/сут на 4 мм штуцере. Запасы УВ по горизонту Ю<sub>2</sub> подсчитаны по категории С<sub>1</sub>. Среднее значение коэффициента пористости, принятое для подсчета запасов, равно 0,176 - для нефтяной части пласта, 0,187 - для газовой, коэффициент нефтенасыщенности - 0,556, газонасыщенности - 0,83. [24]

Горизонт Ю<sub>1</sub> васюганской свиты, содержащий около 95 % запасов нефти и газа месторождения, разделяется на пять продуктивных пластов снизу в верх: Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, разобщенных глинистыми перемычками толщиной от 1-2 до 10 и более метров. Каждый из перечисленных пластов можно рассматривать как самостоятельную пластовую сводовую залежь. Достаточно выдержанными по площади и разрезу являются пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, залегающие в нижней части васюганской свиты и содержащие вместе около 80%

суммарных запасов углеводородов месторождения.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> вскрыт практически всеми пробуренными скважинами на глубине 2298-2413 м (а.о. - 2179,8-2293,6 м). Исключение составляют небольшие участки в восточной части структуры, где пласт либо отсутствует, либо представлен непроницаемыми разностями (район скв. №№598, 614, 615, 651, 811, 1140, 1157). Покрышкой для пласта служит перемычка, представленная аргиллитами и алевролитами, толщиной от 0,8 м (скв. №170) до 16,8 м (скв. №567). Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> неоднородный и представлен песчаниками с небольшими прослоями алевролитов, общая толщина его колеблется от 2,2 м (скв. №715) до 26,8 м (скв. №678). Залежь, выявленная в пласте, четко разделена на две части, приуроченных к западному и восточному куполам и имеющие самостоятельные газожидкостные контакты, отбиваемые на одинаковой отметке (ГНК -2225 м, ВНК -2244 м). Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно, соответственно, 5,8 и 7,1 м. Для восточной части структуры - 4,4 м и 1,7 м. Среднее значение пористости, принятое для подсчета запасов, колеблется от 0,172 для нефтяной части пласта до 0,179 для водонефтяной. В целом по месторождению пласт характеризуется наиболее высокими фильтрационными свойствами, средняя проницаемость 0,024 мкм<sup>2</sup>. Коэффициент нефтенасыщенности минимальный 0,62 в водонефтяной части пласта, максимальное его значение в газонефтяной части пласта и равно 0,694, газонасыщенности - 0,723. [24]

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> имеет повсеместное распространение по площади и вскрыт на глубине 2278,82386,4 м (а.о. -2160,5-2291м). В разрезе большинства скважин пласт состоит из двух частей, разделенных между собой алевролитовыми пропластками. Литологическая изменчивость различных частей пласта является причиной сложного характера изменения эффективных толщин. Общая толщина его колеблется в широком диапазоне от 2,0 м (скв. №620) до 25,4 м (скв. №160). Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно 6,2 и 7,2 м соответственно. Фильтрационные свойства пласта в целом по площади значительно уступают таковым нижнего пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, среднее

значение проницаемости составило 0,0135 мкм. Среднее значение пористости, принятое для подсчета запасов, колеблется от 0,164 для газонефтяной части пласта, до 0,173 для водонефтяной. Минимальный коэффициент нефтенасыщения 0,601 в водонефтяной части пласта, максимальный - 0,626 приняты для газонефтяной части пласта, коэффициент газонасыщенности для газовой зоны - 0,706, газонефтяной - 0,724. [24]

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> опробован и исследован в большинстве пробуренных скважин. Максимальный дебит нефти 75,7 м<sup>3</sup>/сут на 11,5 мм штуцере при АР равном 15,99 МПа получен при опробовании скв. №154 в интервале 2337-2333 м (а.о. - 2234,8-2230,8 м). Максимальный дебит газа - 269,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 12,5 мм шайбу при АР равном 6,49 МПа получен при опробовании скв. №162 в интервале 2332-2322 м (а.о. - 2217-2207 м). Газовый фактор составил 234 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Запасы углеводородов по пласту Ю<sub>1</sub> посчитаны по категориям В и С<sub>1</sub>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> вскрыт большинством пробуренных скважин на глубине 2269,6-2372 м (а.о. - 2151,4-2276,6 м) и представлен группой песчаных пропластков, залегающих в пачке переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей континентального генезиса. По площади распространения выделяют зоны либо полного отсутствия пласта, либо отсутствия коллектора. Наибольшее количество обширных и небольших таких зон выделено в центральной и южной частях структуры. Общая толщина пласта варьирует в очень большом диапазоне от 0,8 м (скв. №168) до 22 м (скв. №152). Эффективные нефте- и газонасыщенные толщины в целом по пласту равны, соответственно: 2,2 м и 3,2 м. Коэффициент открытой пористости, принятый для подсчета запасов, изменяется от 0,156 для нефтяной до 0,169 - для водонефтяной зоны, коэффициент нефтенасыщенности равен 0,599, газонасыщенности - 0,63 для газонефтяной и 0,64 - для газовой зон.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> вскрыт на глубине 2260-2376 м (а.о. - 2141,8-2256,8 м) и имеет также зональный характер распространения по площади. Наиболее обширные зоны отсутствия пласта или коллектора выделяют в северо-западной и юго-восточной частях структуры, на остальной части площади это небольшие

участки, выделяемые в пределах 1 -2, реже 4-х скважин. Общая толщина пласта изменяется от 1,0 м (скв. №751) до 20,4 м (скв. №890). Песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> являются типичными отложениями руслового генезиса. Средние значения эффективных нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равны, соответственно, 2,9 м и 2,7 м. Коэффициент пористости, принятый для подсчета запасов, колеблется 0,152 для газонефтяной до 0,156 для нефтяной и водонефтяной зон.

Коэффициент нефтенасыщенности - 0,648, газонасыщенности для газовой зоны - 0,736, для газонефтяной - 0,715. Пласт испытан в большинстве скважин как самостоятельный объект, так и совместно с пластами Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>1</sub>. Максимальный дебит газа при опробовании скв. №152 в интервале 2285-2279 м (а.о. - 2181,2-2175,2 м) составил 120 тыс.м<sup>3</sup>/сут через 15,4 мм шайбу при депрессии на пласт равной 4,17 МПа. Дебит нефти при совместном опробовании пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в скв. №165 в интервале 2326-2312м (а.о.- 2233,3-2219,3 м) составил 21,7 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере при депрессии на пласт равной 16,6 МПа. Запасы углеводородов по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> подсчитаны по категории С1. [24]

### **2.3. Коллекторские свойства продуктивных пластов**

Коллектором называется горная порода (пласт, массив), обладающая способностью аккумулировать (накапливать) углеводороды и отдавать (фильтровать) пластовые флюиды: нефть, газ и воду.

Характеристика изменения эффективных, газо- и нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов приводится на основании геофизических исследований скважин (ГИС). Выделение коллекторов и определение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для горизонтов Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> проводилось по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических, керновых и гидродинамических исследований. Лабораторные исследования проводились по стандартным методикам. За весь период, начиная

с поисково-разведочных работ на месторождении и последующей эксплуатацией по настоящее время с отбором керна, пробурено 62 скважины, из них 25 разведочных.

Всего исследовано 1817 образцов горных пород, представленных песчаниками, алевролитами, аргиллитами. При этом последние составляли около 13% от общего количества образцов. [22]

Несмотря на большое количество геологической информации, отдельные части разреза, особенно верхняя часть (пласты Ю1<sup>0</sup>, Ю1<sup>1</sup> и Ю1<sup>2</sup>), керном освещены слабо. Наибольший интерес по изучению коллекторских свойств по площади с точки зрения объектов разработки представляют пласты Ю1<sup>3</sup> и Ю1<sup>4</sup>. [8]

По пласту Ю1<sup>3</sup> наблюдается определенная закономерность в распределении эффективных толщин, выраженная в увеличении их с запада на восток. При этом толщина в западной и центральной частях площади распространения пласта преимущественно от 5 до 10 м, с мелкими локальными участками от 10 до 14,2 м (район скважин №№701, 1191, 726). Увеличение толщин более 10 м отмечается на востоке центральной части площади и продолжается в ее восточном направлении. Здесь уже на общем фоне эффективных толщин от 10 до 15 м выделяются отдельные локальные участки, как с толщиной меньше 10 м (скважины №559 - 6,8 м, №595 - 3,0 м, №485 - 7,2 м), так и больше 10 м (скважины №662 - 16,8 м, №615 - 16 м, №590 - 18 м). Уменьшение эффективных толщин пласта происходит за счет глинизации его в кровле, либо в подошве. Нефтенасыщенные толщины имеют в восточной части площади большие значения. Пласт неоднородный, что подтверждается наличием многочисленных пропластков, толщина которых колеблется в большом диапазоне от 0,3 до 9,6 м. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин колеблется от 1 до 8, среднее значение коэффициента расчлененности в целом по пласту составляет 3,3, для продуктивной части - 3,1. [25]

Песчанистость пласта в определенной мере зависит от коэффициента

расчлененности, и чем больше песчанистость, тем меньше  $K_p$ . Так в скважинах, где  $K_p$  колеблется от 1 до 3,  $K_{пес}$  изменяется в основном в пределах 0,6-1,0 и при  $K_p$  равном 4 и выше,  $K_{пес}$  - 0,33-0,76. Среднее значение  $K_{пес}$  в целом по пласту составляет 0,67, для продуктивной части - 0,73. [26]

Причиной сложного характера изменения эффективных толщин является литологическая изменчивость различных частей пласта. По гранулометрическому составу коллектора представлены мелко-зернистыми песчаниками со средним размером зерен 0,131 мм. Коэффициент сортировки в нижней части пласта  $Ю_1^3$  изменяется так же, как и в нижней части пласта  $Ю_1^4$ . По характеру изменения этих параметров можно считать, что формирование коллекторов нижней части пласта  $Ю_1^3$  происходило в условиях сходных с пластом  $Ю_1^4$ , а именно, в мелководной прибрежной части моря. Характер изменения гранулометрического состава и сортировка материала указывают на частую смену гидродинамических условий осадконакопления в различных частях пласта.

Условия формирования отложений пласта  $Ю_1$  отразились и в характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. ФЕС коллекторов верхней и нижней частей пласта значительно отличаются друг от друга, особенно это отличие наблюдается в фильтрационных свойствах песчаников. По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 0,13 до 0,21 для пористости и от  $5$  до  $70 \cdot 10^{-3}$  мкм для проницаемости. По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 0,16-0,18. При этом несколько преобладают значения  $K_p$ , равные 0,17-0,18. На таком фоне выделяются небольшие участки с  $K_p$  меньше 0,16 (преимущественно в северо-западной части площади скв. №№567, 568, 602, 170) и больше 0,18 в распространенных равномерно по всей площади. [27]

Западная и центральная части площади распространения пласта характеризуются более низкими фильтрационными свойствами. Примерно в равных долях представлены участки со значениями  $K_{пр}$  от  $3,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (скв.

№1202) до  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм и от 10 до  $20 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Значения  $K_{пр}$  более  $20 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> отмечаются на небольших локальных участках, более  $30 \cdot 10^{-3}$  мкм - в единичных скважинах (скв. №657). [9]

По данным кернового материала, представленного в значительном объеме по пласту, видно, что пористость по ГИС в большинстве случаев несколько выше, чем по керну, за исключением скв. №843, 778. По проницаемости картина неоднозначна,  $K_{пр}$  по керну во много раз выше, чем по данным ГИС и наоборот. Поэтому сделать какие-либо однозначные выводы не представляется возможным, требуется более углубленный анализ материалов, для чего необходимо проведение обширных лабораторных исследований керна. [27]

Гидродинамические исследования по пласту проведены в 61 скважине в процессе эксплуатации месторождения. Среднее значение коэффициента проницаемости, полученное в результате исследований равно  $6,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, что ниже значений  $K_{пр}$ , полученных по керну и ГИС. Это, видимо, связано с естественным ухудшением параметра в процессе разработки месторождения.

В целом по пласту для газонасыщенной его части ФЕС несколько выше, чем для нефтенасыщенной, что подтверждается лабораторными исследованиями керна, данными ГИС.

В таблице 2.1. приведены основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов Лугинецкого месторождения.

Таблица 2.1.  
Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Лугинецкого месторождения

Параметры	Лугинецкое месторождение			
	Ю1 <sup>0+1+2</sup>	Ю1 <sup>3</sup>	Ю1 <sup>4</sup>	Ю2
Средняя глубина залегания, м	2260	2279	2298	2314
Тип залежи	Пластово-сводовая			
Тип коллектора	Поровый			
Средняя общая толщина, м	18,4	14,2	11,6	22,8
Средняя эффективная толщина, м	2,9	9,7	8,3	11,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,5	6,6	5,3	3,15
Средняя водонасыщенная толщина, м	3	8,1	6,7	9,3
Пористость, доли единиц	0,157	0,166	0,175	0,174

Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли единиц	0,67	0,62	0,64	0,57
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли единиц	0,67	0,62	0	-
Проницаемость (по геофизике и керну), мкм <sup>2</sup>	0,006	0,014	0,024	0,008
Коэффициент песчаности (общая часть), доли единиц	0,45	0,67	0,71	0,5
Коэффициент расчлененности, доли единиц	4,1	3,3	3,3	5,6
Начальная пластовая температура, °С	81	81	81	81
Начальное пластовое давление, атм.	243	243	243	243
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,3	0,3	0,3	0,3
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	639	639	639	639
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м	828	828	828	828
Абсолютная отметка ВНК, м	2244	2244	2244	2244
Объемный коэффициент нефти, доли единиц	1,63	1,63	1,63	1,63
Содержание серы в нефти, %	0.2-0.51	0,4	0,32	0,46
Содержание парафина в нефти, %	0.65-6.25	3,3	3,09	2,46
Давление насыщения нефти газом, атм.	243	243	243	243
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	223	223	223	223
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,37	0,37	0,37	0,37
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000	1000
Средняя продуктивность, сут-МПа	8,8	-	-	3,2

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> на изучаемой площади, как указывалось ранее, четко разделяется на восточный и западный купола. Восточный характеризуется несколько пониженными значениями эффективных толщин, а также газо- и нефтенасыщенных толщин по сравнению с западным и в целом по пласту. Эффективная толщина пласта колеблется в широком диапазоне от 0,8 до 21,2 м. Пласт неоднородный, количество песчаных прослоев, выделяемых в разрезе изменяется от 1 до 9 при интервале изменения толщин от 0,4 до 6,8 м. [25]

Пористость и проницаемость пласта меняется не только по площади, но и по разрезу так же, как и во всех пластах, формировавшихся в период регрессии. В нижней части пласта наблюдается постепенное увеличение средних значений пористости от 0,13 до 0,2, с проницаемостью от  $3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $20 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Вышележащая часть разреза характеризуется средними значениями пористости 0,19-0,20, а проницаемостью  $(50-90) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. [25]

## 2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

### 2.4.1 Физико-химические свойства нефти

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены достаточно полно. Дегазированная нефть характеризуется как легкая (823,4-831,9 кг/м<sup>3</sup>), маловязкая (в стандартных условиях 2,84-4,48 мПа\*с), малосернистая (0,3-0,46%), малосмолистая (3,98-5,47%), парафинистая (2,87-3,48%) с низкой температурой начала кипения (45,25-61°C) и высоким выходом фракций, выкипающих до 250°C.

Свойства стабильного конденсата изучены по 10 скважинам. Плотность стабильного конденсата 713-754 кг/м<sup>3</sup>. Конденсат малосернистый (0,012-0,019%), беспарафинистый (<0,1%). Содержание бензиновых фракций (начало кипения – 200°C) составляет 62-91%. Практически весь конденсат выкипает до 300°C. Бензиновые фракции конденсата могут быть использованы как основа для получения автомобильных бензинов. Низкое содержание серы делает их идеальным сырьем для каталитического риформинга с целью получения высокооктановых бензинов. Фракция 140-240°C может быть использована в качестве реактивного топлива, а остаток после отгонки бензиновой фракции (180°C – конец кипения) в качестве дизельного топлива. [9]

Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти Лугинецкого месторождения представлены в таблицах 2.2 и 2.3.

Таблица 2.2

Физико-химические свойства дегазированной нефти Лугинецкого месторождения

ПЛАСТ	ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ, КГ/М <sup>3</sup>	ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ	ГАЗСОДЕРЖАНИЕ, М <sup>3</sup> /Т
1	2	3	4
Ю <sub>1</sub> <sup>0+2</sup>	823,4	1,478	186,6
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	824	1,544	194,0
Ю <sub>1</sub> <sup>1+3</sup>	828,7	1,515	200,6
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	831,9	1,439	169,0
Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	819,7	1,450	172,9
Ю <sub>1</sub> <sup>3+4</sup>	821	1,530	203,7
Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	824,2	1,527	196,7
Ю <sub>2</sub>	830,0	1,166	34,6

Таблица 2.3

Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти  
Лугинецкого месторождения

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ		СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ					
		Ю <sub>1</sub> <sup>0+1+2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	Ю <sub>2</sub>
1		2	3	4	5	6	7
Вязкость динамическая, мПа·с							
при 20°С		4,725	3,66	2,84	3,55	3,74	4,48
при 50°С		2,4	2,027	1,58	1,93	1,94	3,24
Температура застывания, °С		–	–	–	-25,18	-20,5	-20,1
Массовое содержание, %	серы	0,31	0,3	0,33	0,38	0,372	0,46
	смола силикагелевых	5,12	4,66	4,405	3,98	4,29	5,47
	асфальтенов	0,39	0,63	0,362	0,67	0,63	0,59
	парафинов	3,09	2,63	2,78	3,7	3,48	2,87
	солей	–	–	–	–	–	–
	воды	–	–	–	–	–	–
	мехпримеси	–	–	–	–	–	–
Температура плавления парафина, °С		54	54,07	50	50,2	51,26	–
Объемный выход фракций	НК	59	63,7	45,25	57,3	58,14	61
	100°С	4	5,6	7	7,38	9,91	6,125
	до 150°С	18	19,8	23	20,8	23,2	16,62
	до 200°С	29,3	31,12	34,63	33,8	36,1	28,35
	до 250°С	44	44,25	44	47,2	49,05	40,5
	до 300°С	56,1	56,02	59,85	59,3	60,96	52,3
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>		836,6	831,7	820,4	824,3	825,9	835,6

#### 2.4.2. Физико-химические свойства нефтяного газа

Газ, выделяющийся при дифференциальном дегазировании нефти, по всем продуктивным пластам имеет углеводородный состав: метан, углекислый газ, азот, этан, пропан, изобутан, нормальный бутан, изопентан, нормальный пентан, гексан, гептан и более тяжелые углеводороды.

По количественному содержанию: метана (76,45%-83,38%), углекислоты (1,34-2,57%), относительной плотности (829,2-839,0 кг/м<sup>3</sup>) и содержанию тяжелых углеводородов (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>, C<sub>5</sub> и выше) газ относится к жирным, так как содержание стабильного конденсата 159,8-160,2 г/м<sup>3</sup>. [9]

Физико-химические свойства нефтяного газа Лугинецкого месторождения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

## Физико-химические свойства нефтяного газа Лугинецкого месторождения

Наименование компонента газа	КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА, % МОЛЬНЫЙ											
	Ю <sub>1</sub> <sup>0+2</sup>		Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>		Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>		Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>		Ю <sub>1</sub> <sup>3+4</sup>		Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	
	При однократном разгазировании	При дифференциальном разгазировании	При однократном разгазировании	При дифференциальном разгазировании	При однократном разгазировании	При дифференциальном разгазировании	При однократном разгазировании	При дифференциальном разгазировании	При однократном разгазировании	При дифференциальном разгазировании	При однократном разгазировании	При дифференциальном разгазировании
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Диоксид углерода	1,95	2,05	0,91	-	1,88	2,57	1,26	1,34	1,70	1,78	1,51	1,67
Азот + редкие	0,97	1,11	0,91	1,15	0,89	0,81	1,65	1,82	1,19	1,28	1,68	1,69
Метан	78,60	82,83	69,20	74,34	80,25	83,38	71,13	76,45	75,99	80,78	76,74	77,57
Этан	5,44	5,49	6,07	6,83	5,22	5,18	6,42	6,61	5,80	5,86	5,71	6,49
Пропан	5,80	4,69	10,53	9,33	5,13	4,22	8,78	7,33	6,65	5,97	7,13	6,98
i-Бутан	1,85	0,82	2,5	1,75	1,71	0,83	2,44	1,26	1,81	0,78	2,00	1,22
n-Бутан	2,64	1,76	5,35	3,89	2,47	1,78	4,68	3,24	3,73	2,28	3,41	2,72
i-Пентан	1,06	0,27	1,58	0,73	1,02	0,31	1,42	0,49	1,16	0,27	1,06	0,45
n-Пентан	0,94	0,44	1,75	0,76	0,84	0,47	1,43	0,82	1,27	0,49	1,05	0,66
Гексан+высшие	0,75	0,55	1,20	0,52	0,59	0,47	0,79	0,65	0,70	0,52	0,83	0,54
Молярная масса	22,44	20,71	25,62	23,37	22,03	20,64	25,08	22,71	23,47	21,27	24,83	22,25
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,950	0,861	1,078	0,984	0,932	0,858	1,055	0,944	0,99	0,885	1,022	0,930

## 2.4.3 Физико-химические свойства пластовой воды

Пластовые воды горизонта Ю<sub>1</sub> представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, воды характеризуются незначительным содержанием сульфатов (3,8 мг/л) и повышенной концентрацией ионов кальция (1538 мг/л). Минерализация вод равна 50,6 г/л, плотность 1034 кг/м<sup>3</sup>. вязкость воды в пластовых условиях при температуре 82°С составляет 0,37 мПа\*с. [9]

Таблица 2.5

## Физико-химические свойства пластовой воды Лугинецкого месторождения

НАИМЕНОВАНИЕ	ПОКАЗАТЕЛЬ
1	2
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1003-1013
pH	5,4-6,2
Ионный состав воды, мг/л	
K <sup>+</sup>	21,0-33,1
Na <sup>+</sup>	6009-6056
Ca <sup>2+</sup>	620-625
Mg <sup>2+</sup>	81,0-86,3
Cl <sup>-</sup>	10528-10635

SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	29-7,5
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	10
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	121-153
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	16-28
J <sup>-</sup>	8,2-8,9
Br <sup>-</sup>	42,8-99,5
Массовая доля железа, мг/л	2,8-7,0

### 3. Особенности разработки Лугинецкого месторождения

Главная особенность Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения – высокий газовый фактор. Нефть залегает по оторочке огромной газовой шапки. С одной стороны - это, безусловно, богатство, а с другой - целый букет эксплуатационных проблем, поскольку к каждой скважине при таких условиях нужен индивидуальный подход.

С самого начала ввода месторождения в эксплуатацию в 1985 году проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) стала настоящей помехой в добыче. Газа добывалось значительно больше, чем нефти, а необходимых мощностей для его переработки не было. Из-за этого в 1994 году даже пришлось прекратить эксплуатационное бурение – попутный газ стало некуда девать. Положение спасла постройка газокomppressorной станции .[2]

#### 3.1 Технологический процесс добычи нефти и газа

Технологический процесс добычи нефти осуществляется двумя способами: фонтанным и механизированным.

При фонтанном способе продукция скважин поднимается на поверхность за счет собственной энергии нефтяного пласта и энергии расширяющегося при подъеме газа.

При механизированном способе добычи продукция скважин поднимается на поверхность за счет давления развиваемого скважинными погружными насосными агрегатами.

Продукция скважин под воздействием буферного давления скважин по

выкидным линиям поступает на сборную гребенку автоматизированной замерной установки (АГЗУ), предназначенную для автоматического поочередного измерения дебитов жидкости и газа скважин, где происходит сепарация поступающего флюида на жидкость и газ с последующим замером их дебитов и далее, без разделения фаз, газожидкостная смесь направляется по нефтесборным трубопроводам до установок предварительной подготовки нефти (УПН), где осуществляется полная сепарация газа, отделение пластовой воды от нефти и подготовка нефти до товарного вида.

Подтоварная пластовая вода, после отделения на УПН поступает на БКНС (блочная кустовая насосная станция) для последующей закачки в пласт.

С целью получения требуемых объемов технологической воды для подачи её в систему ППД, используется подтоварная пластовая вода, отделяемая от продукции скважин на УПН, а также вода, добываемая при помощи существующих водозаборных скважин электропогружными насосными агрегатами.

Вода с БКНС по водоводам высокого давления подаётся на водораспределительные блоки кустовых площадок, где, распределяясь отдельными трубопроводами, закачивается по ним в нагнетательные скважины.

Для учета закачиваемой воды нагнетательный фонд скважин оборудован датчиками расхода типа ДРС, устанавливаемыми в кустовых водораспределительных гребенках (ВРБ), либо на обвязке нагнетательных скважин.

Технические средства и технологии подъема пластовой жидкости при фонтанном способе выбираются в зависимости от величины пластового давления и величины газового фактора скважины. Пластовое давление должно быть не менее  $170-180 \text{ кгс/см}^2$ , газовый фактор должен составлять величину не менее  $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  при обводненности продукции не более 50%.

Технические средства и технологии подъема пластовой жидкости при механизированном способе выбираются в соответствии с продуктивными

ВОЗМОЖНОСТЯМИ СКВАЖИН:

- в нефтяных скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм, с коэффициентами продуктивности  $1,9 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$  и выше, рекомендуется применение УЭЦН 5, 5А производительностью 18-200  $\text{м}^3/\text{сут}$ , напором до 2500м.

- при более низкой продуктивности нефтяных скважин, менее  $1,9 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ , рекомендуется применение штанговых насосов диаметром 32 мм, 44 мм, 57 мм с глубиной спуска 1500м и использованием хвостовика до зоны перфорации. [9]

Подбор способа механизированной добычи по скважинам осуществляется технологической службой ЦДНГ-5, согласовывается с отделом по работе с механизированным фондом и расчета подземного оборудования с учетом технологических возможностей применяемого глубинного оборудования, приведенных в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Технологические параметры применения механизированных способов добычи нефти

ПАРАМЕТРЫ	СПОСОБ ДОБЫЧИ	
	УЭЦН	УШСН
1	2	3
Производительность установки, $\text{м}^3/\text{сут}$	18-250	0,5-30
Предельная глубина спуска оборудования, м	3400	1400
Допустимая температура на глубине подвески, $^{\circ}\text{C}$	120	120
Допустимая величина изменения пространственного угла скважины (зенитный + азимутальный), град/10 м	2,0	2,0
Допустимая величина изменения пространственного угла скважины в месте установки насоса, град/10 м	0,33	0,5
Содержание механических примесей, г/л	0,1	1,3
Содержание свободного газа в насосе не более, %	25	10
Содержание свободного газа в насосе с газосепаратором, на приеме насоса, %	60 (с газосепаратором)	70 (с 2-х секционным газосепаратором)

### 3.1.1 Технологический режим работы фонтанного фонда скважин

Технологический режим работы скважин с высоким газовым фактором (ВГФ) подбирается по следующим критериям:

- форсированный отбор пластовой жидкости;
- исключение создания условий гидратообразования в подвеске НКТ и выкидной линии;
- максимально возможная утилизация газа при соблюдении первых двух условий;
- не превышение паспортных технических параметров эксплуатации наземного нефтепромыслового оборудования – АГЗУ и трубопроводов. [9]

Технологические параметры работы фонтанного фонда скважин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2.

Технологические параметры работы фонтанного фонда скважин

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПАРАМЕТРЫ	
			MAX	MIN
1	2	3	4	5
Дебит добываемой жидкости в сутки	Q <sub>ж</sub>	м <sup>3</sup> /сут	140	1,0
Обводнённость добываемой жидкости	%	%	98	1
Дебит добываемого газа в сутки	Q <sub>г</sub>	м <sup>3</sup> /сут	500 000	1
Давление в затрубном пространстве	P <sub>з</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	140	6
Давление на буфере	P <sub>б</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	132	6
Линейное давление	P <sub>л</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	35	7
Межколонное давление	P <sub>МК</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	0	0
Кустовое давление	P <sub>КУСТ</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	30	6
Диаметр штуцера	Ø <sub>шт</sub>	мм	30	4

Параметры работы фонтанных скважин регламентируются «Технологическим режимом работы нефтяных скважин».

Скважины с ВГФ эксплуатируются на штуцерах Ø8,10, 12, 15, 18 мм при этом газовый фактор меняется в широких пределах от 800 до 16 000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, эксплуатация скважин на штуцерах диаметром менее 8 мм не рекомендуется – создаются благоприятные условия для гидратообразования.

Эксплуатация фонтанных скважин с ВГФ предусматривает ежедневный контроль изменения перепада давления:

- между давлением на буфере скважины и давлением в затрубном пространстве, цель – своевременное фиксирование образования гидрата в подвеске насосно-компрессорных труб;
- между давлением на буфере скважины и линейным давлением выкидной

линии, цель – исключить остановку скважины из-за образования гидратной пробки в штуцере скважины;

- между линейным давлением выкидной линии и кустовым давлением, цель - своевременное фиксирование гидратообразования в самой выкидной линии.

В случае обнаружения изменения давления оператор обязан немедленно доложить информацию о сложившейся ситуации мастеру добычи для принятия соответствующих мер и остановить скважину до организации промывки скважины горячей нефтью или обработки горячим паром под руководством мастера добычи.

Контроль над межколонным давлением позволяет своевременно зафиксировать поступление пластового флюида в межколонное пространство скважины. При значительном росте давления в межколонном пространстве (более или равно давления опрессовки межколонного пространства), скважина должна быть остановлена, заглушена раствором соответствующей плотности, давление в межколонном пространстве снижено до атмосферного. Скважина подлежит капитальному ремонту с целью ликвидации причин повышения межколонного давления.

Замер дебита жидкости и газа скважин с ВГФ производится установками УЗМ-Т и передвижным тест-сепаратором (ПТС) один раз в месяц, отбор проб для контроля за обводнённостью скважинной жидкости производится операторами добычи согласно утвержденного начальником цеха графика отбора устьевых проб.

Параметры работы скважин ежедневно заносятся в специальную сводку операторами по добыче нефти и газа по результатам осмотра фонда скважин.

[9]

### **3.1.2 Параметры работы нагнетательных скважин**

На месторождения X реализована однотипная технологическая схема организации системы поддержания пластового давления, включающая в себя

водозаборные скважины, блочные кустовые насосные станции (БКНС), систему нагнетательных трубопроводов – водоводов высокого давления, водораспределительные блоки или водораспределительные блок-гребенки, кустовые нагнетательные трубопроводы и нагнетательные скважины.

В качестве рабочего агента для поддержания пластового давления используется пластовая вода альб-апт-сеноманского горизонта с глубиной залегания 700-1300 м, в смеси с сеноманской водой используется попутно добываемая пластовая вода, отделенная от нефти на УПН в результате технологического процесса подготовки нефти. [9]

Таблица 3.3.

Физико-химические свойства вод альб-апт-сеноманского горизонта

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ
1	2	3
Плотность в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,977-0,966
Плотность в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,977-1,010
Газонасыщенность	л/л	0,9-1,2
Температура	°С	30-35
Коррозионная активность	мм/год	0,899-1,99
Ионный состав воды:		
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	мг/л	3243
С <sup>2+</sup>	мг/л	800
Mg <sup>2+</sup>	мг/л	100
Cl <sup>-</sup>	мг/л	5556
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/л	153
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	мг/л	1
J <sup>-</sup>	мг/л	18
Br <sup>-</sup>	мг/л	3

Таблица 3.4.

Физико-химические свойства попутно добываемой пластовой воды

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ
1	2	3
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,003-1,013
pH		5,4-6,2
Коррозионная активность	мм/год	0,868-1,62
Минерализация	мг/л	18446,1
Ионный состав воды:		
K <sup>+</sup>	мг/л	21,0-33,1
Na <sup>+</sup>	мг/л	6006-6056
Ca <sup>2+</sup>	мг/л	620-625
Mg <sup>2+</sup>	мг/л	81,0-86,3
Cl <sup>-</sup>	мг/л	10528-10635
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	мг/л	2,9-7,5
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	мг/л	10

$\text{HCO}_3^-$	мг/л	121-153
$\text{NH}_4^+$	мг/л	16-28
$\text{J}^-$	мг/л	8,2-8,9
$\text{Br}^-$	мг/л	42,8-99,5
Массовая доля железа	мг/дм <sup>3</sup>	2,8-7,0

Сеноманская вода с помощью электропогружных установок из водозаборных скважин по трубопроводам - водоводам низкого давления подается в амбар БКНС, в амбар БКНС через счетчик расхода UFM-500 поступает и попутно добываемая пластовая вода с УПН. В амбаре происходит дегазация сеноманской воды и очистка воды от механических примесей в результате гравитационного осаждения.

Далее вода из амбара насосными агрегатами ЦНС 180-1900 через вихревые ультразвуковые датчики расхода ДРС под высоким давлением (до 20 МПа) подается до кустовых площадок по трубопроводам – водоводам высокого давления, выполненным из стальных труб диаметром: 219×16 мм, 168×12 мм, 114×12 (10, 9, 8) мм.

На кустовых площадках вода через вихревые ультразвуковые датчики расхода ДРС водораспределительных блок-гребёнок поступает по кустовым трубопроводам – водоводам высокого давления к устьевым нагнетательным арматурам (АНК) и далее по подвеске насосно-компрессорных труб нагнетается в эксплуатационный нефтяной пласт.

Объем закачиваемой в нефтяной пласт воды на каждой нагнетательной скважине регулируется специальными керамическими сменными штуцерами, имеющими следующие диаметры в мм: 3, 4, 5, 6, 8, 10. [9]

Таблица 3.5.  
Технологические параметры работы нагнетательной скважины

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПАРАМЕТРЫ	
			MAX	MIN
1	2	3	4	5
Объем закачиваемой в пласт жидкости	Qж	м <sup>3</sup> /сут	280	30
Давление нагнетания на устьевой арматуре	Рб	кгс/см <sup>2</sup>	185	45
Давление нагнетания на насосной станции	Ркнс	кгс/см <sup>2</sup>	200	180
Межколонное давление	Р <sub>МК</sub>	кгс/см <sup>2</sup>	0	0
Диаметр штуцера	Ø шт	мм	10	3

Параметры работы нагнетательных скважин регламентируются

«Технологическим режимом работы скважин поддержания пластового давления». [9]

### **3.1.3 УЭЦН. Параметры работы скважин оборудованных УЭЦН**

Электроцентробежная насосная установка - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем.

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое.

Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-1200, где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м<sup>3</sup>/сут; 1200 - напор, м; Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие: среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа); максимальное содержание попутной воды – 99 %; максимальное содержание попутного газа у основания двигателя без установки газосепаратора – 25 %; температура перекачиваемой жидкости для обычного исполнения не более 120°С; темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2° на 10 м.

Установка электроцентробежного насоса для нефтяных скважин включает: центробежный насос с 50-600 ступенями; асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом; протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания пластовой среды; компенсатор; кабельную линию; трансформатор и станцию управления.

На рисунке 3.1 представлена одна из часто встречающихся на промысле схема оборудования добывающей скважины установкой погружного центробежного насоса.



Рисунок 3.1. Погружной электродвигатель

Для удобства сборки, транспортировки, монтажа погружные центробежные насосы спроектированы по секционному принципу.

Основными составными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов. Жидкость, проходя через направляющие аппараты разгоняется и, под действием центробежных сил, устремляется к следующей ступени. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.

Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции, а установленный в нем газосепаратор для разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство. [28]

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем - к протектору.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колёс насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса. Обратный клапан используется также при опрессовке колонны насосно-компрессорных труб после спуска установки в

скважину.

Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины. [28]

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. Синхронная частота вращения вала двигателя - 3000 об/мин. Рабочее направление вращения вала, если смотреть со стороны головки - по часовой стрелке. Состав УЭЦН (ПЭД) - трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя, состоящая из протектора и компенсатора - это специальное устройство, которое выполняет следующие функции: уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине; компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя; защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

При работе установки ЭЦН в процессе включений и выключений электродвигателя заполняющее его масло периодически нагревается и

охлаждается, изменяясь соответственно в объёме. Изменение объёма масла компенсируется за счёт деформации эластичных диафрагм компенсатора и протектора. Проникновению же в двигатель пластовой жидкости препятствуют торцовые уплотнения протектора.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сработкой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления. Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режимы работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен самозапуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Однако в зимних условиях на месторождениях Крайнего Севера и Западной Сибири, когда существует опасность замерзания устьевого арматуры и выкидной линии

скважины при остановке насоса, автоматический самозапуск нежелателен. Более предпочтительным здесь является ручной запуск установки. При этом оператор приезжает на скважину и включает насос в работу только после пропаривания устьевого арматуры и выкидной линии. [28]

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном электронасосном агрегате, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации. [28]

Технологические параметры работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6.

Технологические параметры работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПАРАМЕТРЫ	
			MAX	MIN
1	2	3	4	5
Дебит добываемой жидкости в сутки	Qж	м <sup>3</sup> /сут	250	5
Обводненность добываемой жидкости	%	%	95	1
Динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины	Нд	м	3 000	300
Давление в затрубном пространстве	Рз	кгс/см <sup>2</sup>	90	8
Давление на буфере	Рб	кгс/см <sup>2</sup>	26	8
Линейное давление	Рл	кгс/см <sup>2</sup>	21	6
Рабочий ток	Ip	А	47	12
Диаметр штуцера	Ø шт	мм	65	3
Сопротивление изоляции	Риз	Ом	10 000	30
Загрузка погружного электродвигателя	W	%	90	40
Частота	F	Гц	60	40
Напряжение	U	В	2 400	1 108

Параметры работы скважин, оборудованных УЭЦН, регламентируются «Технологическим режимом работы нефтяных скважин».

Порядок эксплуатации скважин, оборудованного УЭЦН, определяется Технологическим регламентом «Запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН» №П1-01.05 ТР-0001 ЮЛ-098. [9]

### **3.1.4 УШГН. Параметры работы скважин оборудованных УШГН**

Штанговые глубинные насосы (ШГН) - это насосы, погружаемые значительно ниже уровня жидкости, которую планируется перекачать. Глубина погружения в скважину позволяет обеспечить не только стабильный подъём нефти с большой глубины, но и отличное охлаждение самого насоса. Также подобные насосы позволяют поднимать нефть с высоким процентным содержанием газа.

Дебит скважин, оборудованных ШГН, составляет от нескольких сотен килограммов до нескольких десятков тонн. Насосы спускают на глубину от нескольких сотен метров до 2000 метров (в отдельных случаях до 3000 м).

В скважине, оборудованной ШСНУ, подача жидкости осуществляется глубинным плунжерным насосом, который приводится в действие с помощью специального привода (станка-качалки) посредством колонны штанг. Станок-качалка преобразует вращательное движение электродвигателя в возвратно-поступательное движение подвески штанг. [29]

Штанговые глубинные насосы предназначены для откачки жидкости из скважин с обводненностью до 99%, объемным содержанием сероводорода до 0,1%, твердых механических примесей до 1,3 г/л, минерализации воды до 200 мг/л, с температурой до 130 °С, свободного газа – до 10%. [4]

## Общая схема ШСНУ

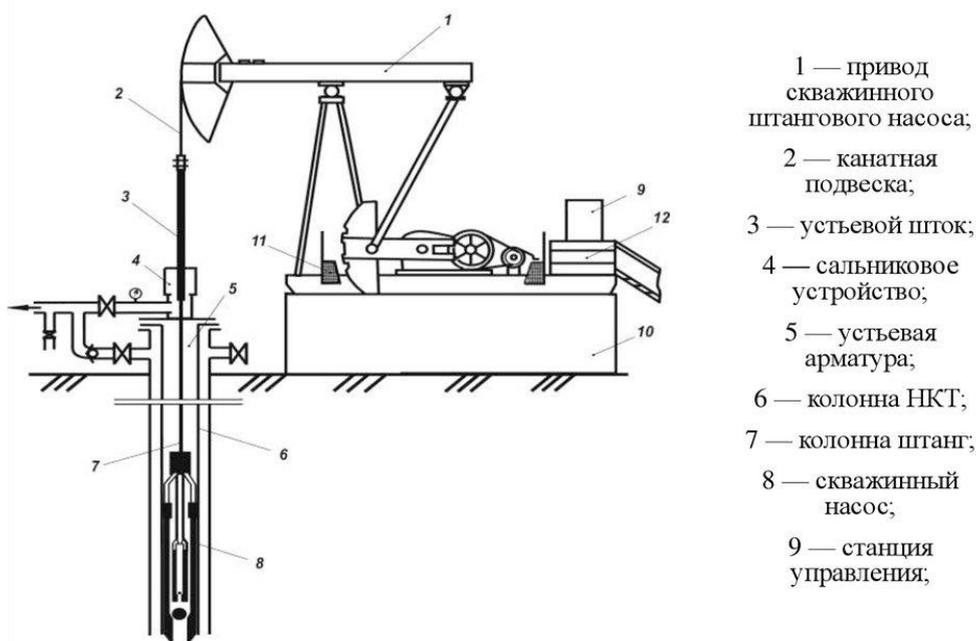


Рисунок 3.2. Общая схема ШСНУ

Насос работает следующим образом. При ходе плунжера вверх в межклапанном пространстве цилиндра создается разрежение, за счет чего открывается всасывающий клапан (шарик поднимается с седла) и цилиндр заполняется при закрытом нагнетательном клапане. Последующим ходом плунжера вниз межклапанный объем сжимается, открывается нагнетательный клапан, и поступившая в цилиндр жидкость перетекает в зону над плунжером при закрытом всасывающем клапане. Периодически совершаемые плунжером перемещения вверх и вниз обеспечивают откачку пластовой жидкости и нагнетание ее на земную поверхность.

Скважинные штанговые насосы представляют собой вертикальную одноступенчатую и одноплунжерную конструкцию одинарного действия с цельным неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером, нагнетательным и всасывающим клапанами.

- Детали насоса изготовлены из высоколегированных и специальных сталей и сплавов;
- Цилиндр насоса толстостенный с хромированным покрытием и

азотированием 70 HRC, длина цилиндра 4200мм;

- Плунжер из углеродистой стали с хромированным покрытием и азотированием 67-71 HRC наружной поверхности;

- Непрямолинейность насоса 0,08мм на длине 1000мм;

- Шероховатость поверхности цилиндра и плунжера 0,2мкм;

- Клапанные пары из материала типа стеллит или карбид вольфрама;

- На нижней (внешней) стороне насоса нарезана трубная резьба для подвешивания «хвостовика» или дополнительного оборудования (фильтра, ГПЯ и т.п.)

- В верхней части насоса (не вставного) вкручивается патрубок длиной 0,5м с муфтой для работы с ключами и элеватором при спуске его в скважину.

Главные преимущества штанговых глубинных насосов следующие:

- независимость от наземных систем;

- технически не сложный, быстрый монтаж;

- наличие глубинных насосов различных размеров, изготовленных из различных материалов, в зависимости от дебитов и откачиваемой среды;

- возможность адаптации к изменяющимся условиям притока за счет изменения частоты ходов плунжера, длины хода плунжера и эффективной поверхности плунжера глубинного насоса;

- относительно высокий общий коэффициент полезного действия;

- нетребовательность технического обслуживания;

- долгий срок службы;

- относительно незначительные расходы на проведение ремонта насосов.

В качестве недостатков следует назвать:

- ограниченность дебита и глубины эксплуатации предельно допустимой нагрузкой на насосные штанги;

- высокий износ насосных штанг и насосно-компрессорных труб (в особенности в случае искривленных скважин);

- трудоемкость операций по замене глубинных насосов (с использованием подъемных агрегатов);

– необходимость вспомогательного производства по ремонту НКТ, штанг, насосов и дополнительного оборудования. [29]

Скважинные насосы представляют собой вертикальную конструкцию одинарного действия с неподвижным цилиндром, подвижным металлическим плунжером и шариковыми клапанами; спускаются в скважину на колонне насосно - компрессорных труб и насосных штанг.

Вставные насосы характеризуются тем, что монтаж комплектного насоса в колонну НКТ, а также демонтаж его осуществляется вместе с насосными штангами; при установке насос находится в замковой опоре, установленной на колонне насосно-компрессорных труб. Благодаря разнообразию типов и многочисленным вариантам материалов, используемых для изготовления элементов насоса, вставные насосы могут быть оптимально адаптированы к условиям скважины. При одинаковом размере НКТ у вставных насосов диаметр плунжера, проходное сечение и, следовательно, объем подачи меньше, чем у трубных насосов. Различные виды исполнения вставных насосов отличаются:

а) по типу крепления:

- насосы с замком в нижней части насоса;
- насосы с замком в верхней части насоса. [4]

Оба указанных замка выполняются в виде механического крепления (конус в конус);

б) по типу рабочего цилиндра и плунжера.

Применяются тонкостенные и толстостенные цилиндры с металлическими плунжерами.

Обычные глубинные насосы по принципу действия относятся к плунжерным насосам простого действия. Исходная ситуация: насос и насосно-компрессорная труба заполнены жидкостью. Плунжер находится в верхней мертвой точке; нагнетательный клапан закрыт. Нагрузку столба жидкости над насосом принимают на себя насосные штанги. При прекращении потока жидкости снизу через всасывающий клапан данный клапан закрывается под действием силы тяжести. Цилиндр полностью или частично заполнен

жидкостью. При погружении плунжера в эту жидкость нагнетательный клапан открывается, и вся нагрузка жидкости падает на всасывающий клапан и, следовательно, на НКТ. При дальнейшем ходе плунжера вниз верхняя штанга погружается в столб жидкости, вытесняя соответствующий ее объем, который подается в насосно-компрессорные трубы. В случае применения плунжеров, диаметр которых равен диаметру верхней штанги или меньше его, подача жидкости в трубопровод производится только во время хода плунжера вниз, в то время как при ходе плунжера вверх вновь набирается столб жидкости. Как только плунжер начинает двигаться вверх, плунжерный клапан закрывается; нагрузка жидкости снова передается на насосные штанги, при этом давление на приеме насоса превышает давление в цилиндре, всасывающий клапан открывается в момент отхода плунжера от нижней мертвой точки. Поступление жидкости из пласта в освобожденный от давления цилиндр продолжается, пока ход плунжера вверх не закончится в позиции. Одновременно с поднятием столба жидкости над плунжером происходит всасывание равного количества жидкости. На практике, однако, рабочий цикл насоса обычно сложнее. Работа насоса зависит в значительной мере от размера вредного пространства, содержания газа в жидкости и от вязкости откачиваемой среды. Кроме того, вибрации колонны насосно-компрессорных труб и насосных штанг, возникающие в результате непрерывной перемены нагрузки столба жидкости, и вибрации клапанов также влияют на цикл откачки. [29]

В настоящее время на Лугинецком месторождении действует только одна скважина (№837), оборудованная ШГН НВ-32.

Таблица 3.7.

Технологические параметры работы фонда скважин, оборудованных УШГН

НАИМЕНОВАНИЕ ПАРАМЕТРА	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	ПАРАМЕТРЫ	
			МАХ	MIN
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Дебит добываемой жидкости в сутки	Qж	м <sup>3</sup> /сут	15,0	2,0
Обводненность добываемой жидкости	%	%	55	3
Динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины	Нд	м	1395	1000
Давление в затрубном пространстве	Рз	кгс/см <sup>2</sup>	13	8
Динамометрирование	Д	тн	5,5	3,0

Линейное давление	Рл	кгс/см <sup>2</sup>	13	8
Длина хода полированного штока	Lx	м	2,86	1,7
Число качаний	N	мин <sup>-1</sup>	6,5	4,3

Параметры работы скважин, оборудованных УШГН регламентируются «Технологическим режимом работы нефтяных скважин».

Порядок эксплуатации скважин, оборудованного УШГН, определяется Технологическим регламентом «Запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УШГН» №П1-01.05 ТР-0009 ЮЛ-098. [9]

### **3.2 Установка подготовки нефти «Лугинецкая», описание процесс**

Установка подготовки нефти является пунктом сбора продукции скважин, поступающей с месторождения X. УПН предназначена:

- для обеспечения непрерывного приема продукции скважин;
- обезвоживание поступившей на УПН жидкости;
- для осуществления первой, второй, третьей ступени сепарации и подготовки нефти согласно ГОСТ Р51858-2002;
- для отбора газа с первой, второй, третьей ступени сепарации;
- транспортировки подтоварной воды на БКНС-22;
- оперативного учета перекачиваемой нефти;
- оперативного учета попутного газа;
- прием и дополнительную очистку от капельной жидкости свободного нефтяного газа с месторождения X;
- обеспечения газом котельной месторождения X;
- транспортировки попутного нефтяного газа на ЛГКС. Проектная мощность установки:
- по жидкости – 2 701 000 м<sup>3</sup>/год (7400 м<sup>3</sup>/сут) 25 обводненность жидкости на входе до 80%;
- по газу – 1 642 500 000 м<sup>3</sup>/год (4 500 000 м<sup>3</sup>/сут). [10]

В настоящий момент предусмотрена работа УПН с определенным давлением сепарации I, II и III ступеней, исходя из допустимого давления на

приеме компрессоров газокompрессорной станции с учетом гидравлических потерь. Газо-водонефтяная эмульсия поступает с фонда скважин месторождения X в приемный коллектор, предназначенный для усреднения жидкости и представляющий собой отрезок трубы, диаметром 1020 мм и длиной 10 метров. Рабочее давление в приемном коллекторе составляет 7,6-7,8 кгс/см<sup>2</sup>. На площадке приемного коллектора расположены установки БРХ-1 и БРХ-2, предназначенные для отдельной подачи химического реагента (деэмульгатора) в поток газо- водонефтяной эмульсии. После приемного коллектора жидкость по двум трубопроводам поступает на I ступень сепарации. [10]

Сепарационный блок I ступени включает в себя устройство предварительного отбора газа (УПОГ), два параллельно работающих нефтегазовых сепаратора НГС-1, V=100м<sup>3</sup>; НГС-2, V=50м<sup>3</sup>; (НГС-3, V=50м<sup>3</sup> в резерве) и два параллельно работающих газовых сепаратора ГС-1, V=50м<sup>3</sup>; ГС-2, V=50м<sup>3</sup>; (ГС-3, V=50м<sup>3</sup> в резерве). По одному трубопроводу Ду 500 мм жидкость поступает в УПОГ, представляющий собой восходящий под углом 45<sup>0</sup>, а затем нисходящий под углом 12<sup>0</sup> трубопровод Ду 1000 мм. В нисходящую часть УПОГ врезаны четыре вертикальных газоотводных трубопровода, соединенных с горизонтальным газосборным коллектором. При движении жидкости по УПОГ, во время подъема и спуска из газо-водонефтяной эмульсии выделяется часть газа, который по горизонтальным газосборным трубопроводам поступает в газосборный коллектор. Далее газ поступает в газовые сепараторы, а частично дегазированная эмульсия из УПОГ поступает на прием НГС-1. По другому трубопроводу Ду 400мм жидкость поступает на прием НГС-2 (НГС-3). Рабочее давления сепарации 6,8-7,0 кгс/см<sup>2</sup>. Нефтяной газ, отделившийся в нефтегазосепараторах НГС-1,2(3) поступает в газовые сепараторы ГС-1,2(3) соответственно для очистки от капельной жидкости. Давление газа на выходе ГС-1,2(3) составляет 6,9-7,1 кгс/см<sup>2</sup>. Жидкость, отделившаяся в газосепараторах, по отдельным трубопроводам поступает обратно в нефтегазосепараторы. С помощью

автоматических регулирующих клапанов в НГС-1,2(3) поддерживается рабочий уровень жидкости 900-1500 мм. Газ, отделившийся на I ступени сепарации поступает на узел переключения газа УПН, где его давление составляет 5-6 кгс/см<sup>2</sup> и далее на вторую ступень компрессоров Лугинецкой газокomppressorной станции. При остановке ГКС попутный газ утилизируется на факельных установках высокого давления ФВД №1 и ФВД №2. Часть газа, отделившаяся на I ступени сепарации, направляется на узел подготовки топливного газа в вертикальный газовый сепаратор (ВГС), где происходит дополнительная очистка газа от капельной жидкости. Подготовленный газ, пройдя через узел учета, направляется в качестве топливного на котельную месторождения X, на печи ПТБ-10, на дежурные горелки факелов низкого и высокого давления. Частично дегазированная газо-водонефтяная эмульсия, после первой ступени сепарации поступает в печи ПТБ-10. За счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, в блоке подогрева нефтяной эмульсии происходит ее нагрев до температуры 28-33<sup>0</sup>С. Давление топливного газа на горелках печей поддерживается автоматически. Для увеличения показателей расхода и давления жидкости, на вход ПТБ-10 предусмотрена подача нефти из насосной внутренней перекачки насосами ЦНС.[10]

В состав II ступени сепарации входит сепаратор СГ-1, V=50м<sup>3</sup>; (СГ-2, V=50м<sup>3</sup> в резерве) и отстойник ОГ-200 №1, V=200м<sup>3</sup>; (ОГ-200 №2, V=200м<sup>3</sup> в резерве). Пройдя печь ПТБ-10, эмульсия поступает в СГ-1(2). Рабочее давление сепарации 2,2-2,6 кгс/см<sup>2</sup>. По трубопроводу Ду 80мм, через узел учета газоконденсата предусмотрен прием стабильной фракции С5+ из теплообменников ректификационной колонны ЛГКС на вход СГ-1(2), либо на линию выхода нефти из концевых сепараторов КС-1(2) III ступени. По трубопроводу Ду 100 мм на прием II ступени предусмотрена подача водонефтяной эмульсии из слагкетчеров ГКС. С помощью автоматических регулирующих клапанов в сепараторах поддерживается рабочий уровень жидкости 800-1300 мм. Газ отделившийся на II ступени сепарации поступает на узел переключения газа УПН, где его давление составляет 1-2 кгс/см<sup>2</sup> и далее

на первую ступень компрессоров ГКС. При остановке ГКС газ утилизируется на факелах высокого давления. Нефтяная эмульсия из СГ-1(2) по трубопроводу Ду 300 мм поступает в отстойник ОГ-200 №1(2). Отстойник работает в режиме полного заполнения, давление на входе составляет 1,8-2,4 кгс/см<sup>2</sup>. Межфазный уровень 1,8-2,2 м. Отделившаяся подтоварная вода через автоматический регулирующий клапан поступает в РВС-12 (V=2000м<sup>3</sup>) очищенных стоков, где происходит гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде. Далее вода подается на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для закачки в нефтяные пласты, с целью поддержания пластового давления. Обезвоженная нефть поступает в нефтесборные коллекторы и выводится через верхнюю часть отстойника по трубопроводам Ду 300 мм на III ступень сепарации. Давление на выходе из отстойника 0,7-2 кгс/см<sup>2</sup>. [10]

В состав III ступени сепарации входит концевой сепаратор КС-1, V=50м<sup>3</sup>; (КС-2, V=50м<sup>3</sup> в резерве). Давление перед входом в III ступень составляет 0,5-1,5 кгс/см<sup>2</sup>, температура нефтяной эмульсии 23-26 °С. Рабочее давление сепарации 0,08-0,15 кгс/см<sup>2</sup>. Выделившийся газ направляется в газовый сепаратор ГС-4 (V=100м<sup>3</sup>), с рабочим давлением 0,02-0,04 кгс/см<sup>2</sup> и далее пройдя узел учета газа утилизируется на факеле низкого давления ФНД. С помощью автоматически регулируемых клапанов в КС-1(2) поддерживается рабочий уровень жидкости 500-1200 мм. [10]

После III ступени сепарации нефть поступает в технологический резервуар РВС-1, V=3000м<sup>3</sup> (РВС-2, V=2000м<sup>3</sup> в резерве). Температура в резервуаре поддерживается 24-25°С. В технологическом резервуаре отделение механических примесей и остаточной подтоварной воды, не отделившейся в отстойнике, происходит следующим образом: частично обезвоженная нефтяная эмульсия поступает в резервуар через «щелевой распределитель». После чего жидкость получает вертикальное направление движения. При движении жидкости вверх (через слой подтоварной воды) происходит постепенное укрупнение капель воды, содержащейся в нефти, и их движение к нижней части

резервуара за счет гравитационных сил. Таким образом, в нижней части РВС собирается пластовая вода, а в верхней части - нефть. Между слоем воды и нефти образуется слой водонефтяной эмульсии. На устойчивость эмульсии большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами или ПАВ - естественно поверхностно-активными веществами. К ним относятся смолы, парафины, глинистые вещества, механические примеси, поступающие со скважин. Как правило, все поступающие в нефть ПАВ концентрируются в эмульсионном слое резервуара. Устойчивость эмульсионного слоя зависит от температуры и концентрации деэмульгатора, а также от величины рН пластовой воды. Уровень слоя воды (водяная подушка) поддерживается 2-4 м от днища технологического резервуара. Нефть из РВС-1(2), через заборный патрубок, находящийся на высоте 7,5(3,5) м самотеком поступает в товарный резервуар РВС-5,  $V=3000\text{м}^3$  (РВС-6,  $V=3000\text{м}^3$  в резерве). Нефть товарного качества из РВС-5(6) поступает в насосную внешней откачки, где с помощью насосов ЦНС под давлением 10-48 кгс/см<sup>2</sup> поступает в блок системы измерения количества и качества нефти (СИКН), предназначенный для автоматического измерения объема, массы брутто, температуры, давления, плотности, вязкости и влагосодержания товарной нефти. В состав СИКН также входят устройства обработки, хранения, индикации и регистрации результатов измерений. Товарная нефть из СИКН поступает в магистральный нефтепровод "Игольско - Таловое - Парабель".[10]

Все сосуды на УПН, работающие под давлением оборудованы СППК - предохранительными клапанами, которые срабатывают при превышении максимально допустимого давления в сосуде. Предусмотрена также система подземных емкостей, для дренирования аппаратов, автоматическая система пожаротушения, вспомогательная компрессорная станция и система азототушения печей ПТБ-10. В зимний период предусмотрена подача метанола в газопроводы для предупреждения образования гидратных пробок [10].

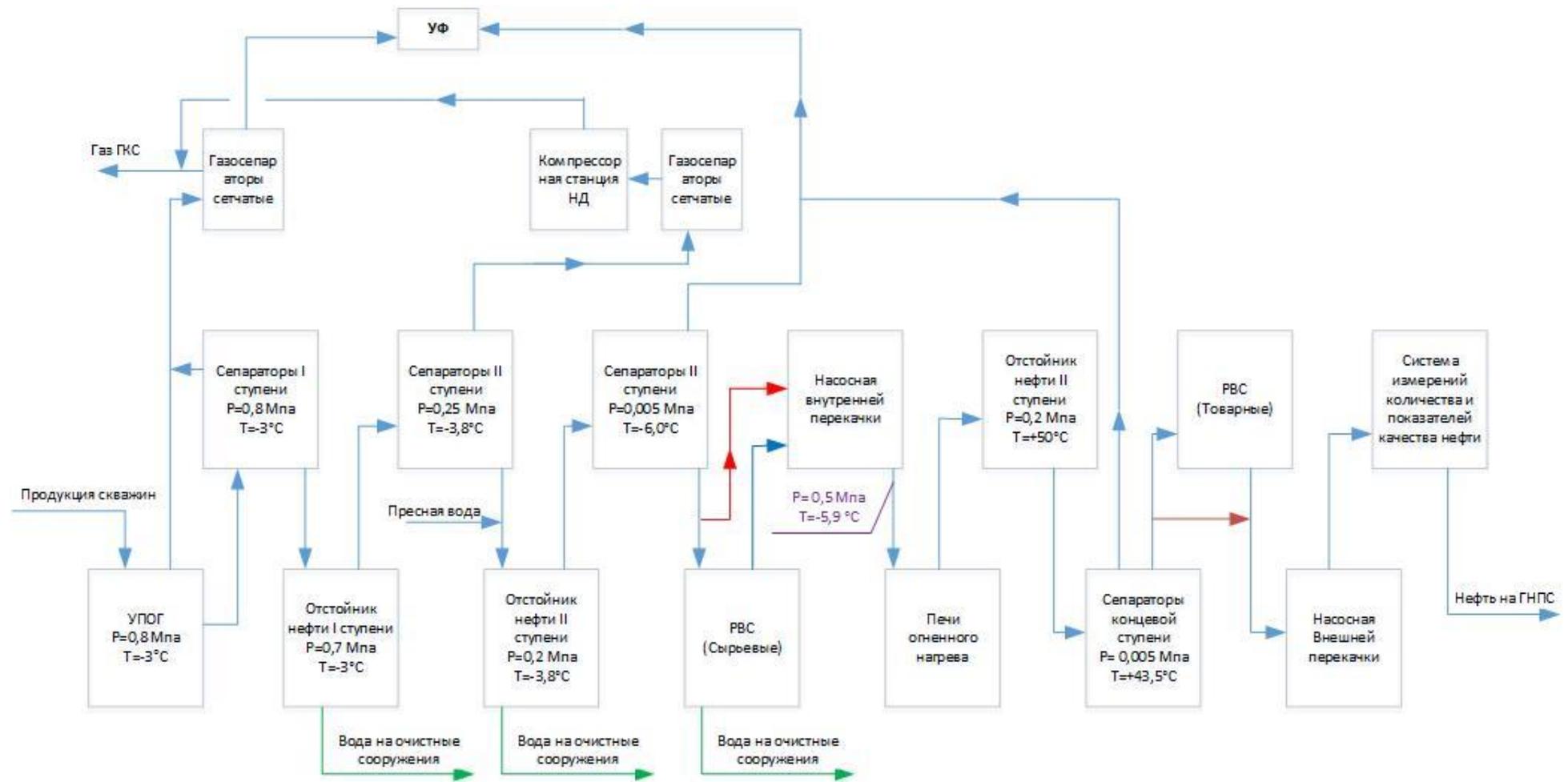


Рисунок 3.3. Блок-схема подготовки нефти по аналогии с технологической схемой УПН месторождения X

### 3.3 Лугинецкая газокompрессорная станция

Газокompрессорная станция (ГКС) - высокотехнологичное и крупное производство, не имеющее аналогов в Томской области. Газокompрессорная станция является ключевым объектом технологической цепи разработки месторождения X. Станция была запущена в 2002 году, ее проектная мощность составляет 1,5 млрд кубометров переработки газа в год.

Необходимость создания такого крупного объекта обусловлена высоким газовым фактором добываемой на месторождениях нефти. В проектные решения ГКС были включены самые современные технологии и уникальное оборудование. Так, в схемах компрессорных агрегатов, вместо электроприводов были задействованы более надежные и экономичные турбины авиационного типа, а при комплектации насосов - электродвигатели, выдерживающие морозы ниже минус 50<sup>0</sup>С. Помимо этого, в технологической схеме используется целый ряд не имеющих аналогов промышленных узлов и технологического оборудования. [10]



Рисунок 3.4. газокompрессорная станция (ГКС)

Ввод в строй газокompрессорной станции (ГКС) стал реальным вкладом в

решение экологических проблем региона. Прием и подготовка попутного нефтяного газа на ГКС позволили значительно сократить вредные выбросы в атмосферу.

По сути ГКС - это газоперерабатывающий завод. Станция принимает попутный нефтяной газ и перерабатывает его. В результате получается три вида продукта:

- сухой отбензиненный газ,
- газовый конденсат,
- сжиженный газ.

Отбензиненный газ, который используется для отопления домов, поставляется в Парабель на коммерческий узел учета газа, а оттуда поступает в магистральный газопровод.

Сырьем является попутный нефтяной газ, а также природный газ газовой шапки месторождения X. Осушенный и скомпримированный на ГКС газ, по магистральному газопроводу месторождения X – Парабель, подаётся в магистральный газопровод Нижневартовск – Кузбасс, который является составной частью Единой газотранспортной системы России. Основные потребители газа месторождения X - промышленные предприятия и электростанции Томской области, а также население городов и поселков Западной Сибири и Алтая.

Станция полностью автоматизирована, управление ведется из одного помещения.

Стабильный углеводородный конденсат закачивается в нефть. После обработки он не портит состав "братского" углеводорода, и такая смесь не теряет в качестве. Ежедневно нефтяники получают порядка 200 тонн "довеска" в виде конденсата.

В сумме ГКС позволяет перерабатывать до 1,5 миллиарда кубометров ПНГ - то есть, закрывает потребность месторождения полностью. Всего за 15 лет работы станция переработала около 19 миллиардов кубометров попутного газа.

В 2016-2017 годах была заменена система охлаждения на производственных линиях. Запущена установка доохлаждения газа, которая не была предусмотрена изначальным проектом. Эта модернизация позволила ЛГКС увеличить объем подготовки газа в летнее время и тем самым повысить уровень рационального использования попутного нефтяного газа. [10]

Схема сбора газа месторождения X:

1. Весь газ с месторождения X в объеме 4-4,3 млн куб. м в сутки подается на ЛГКС.

2. Капельная жидкость отделяется в сепараторах и насосами через счетчики подается на УПН.

3. Газ поступает на три ступени компримирования, жидкость отбивается и откачивается на УПН, а газ – на адсорберы для осушки от влаги до точки росы (минус 40-75<sup>0</sup>С).

4. На турбодетандере при температуре минус 12-14<sup>0</sup>С идет разделение газа по фракциям:

1) C1 + C2 поступает через узел учета газа в газопровод месторождения X – Парабель;

2) C3 + поступает в колонну (ректификационная колонна), где идет разделение на два продукта:

а) C3 + C4 с верхней части колонны поступает на ГНП, а при отсутствии транспортного сообщения сжигается на факеле;

б) C5+ с нижней части колонны подается на УПН через счетчики и вместе с нефтью сдается через коммерческий узел учета нефти в систему магистрального нефтепровода. [10]

### **3.4 Влияние осложняющих факторов на работу внутрискваженного оборудования**

Для месторождения X основным, отрицательно влияющими факторами на коэффициент подачи являются высокий газовый фактор и механические

примеси.

Градации фонда скважин, эксплуатируемых УЭЦН, по степени влияния осложняющих факторов на надежность работы погружного оборудования производится по следующим категориям осложнений:

- газосодержание в зоне подвески УЭЦН;
- отложения солей;
- температура в зоне подвески УЭЦН;
- снижение коэффициента продуктивности скважин;
- коррозионная агрессивность пластовой жидкости;
- влияние механических примесей и абразивных частиц. [5]

### **3.4.1 Способы борьбы с осложняющими факторами**

#### *Способы борьбы с газом [8]*

При больших содержаниях свободного газа устойчивая работа центробежных насосов становится проблематичной. Для повышения эффективности УЭЦН обычно принимаются следующие меры:

- применение на входном участке насоса газосепаратора;
- применение диспергатора;
- использование входного модуля;
- применение газоперепускных клапанов (КГП);
- применение регуляторов давления и стабилизаторов динамического уровня (РД и СДУ);
- использование «конического» насоса.

С целью уменьшения вредного влияния газа на эффективную работу штангового насоса и повышения его КПД реализуются следующие мероприятия:

1. Уменьшение объема вредного пространства и увеличение длины хода плунжера за счет применения длинноходной насосной установки;
2. Нагнетательный клапан для предотвращения газовых пробок;

3. Работающий от балансира станка-качалки газовый компрессор;
4. Применение двухплунжерных насосов;
5. Применение на приеме насоса специальных газосепарационных устройств.

*Методы борьбы с механическими примесями [30]*

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния мехпримесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На основе анализа данных разработана их классификация (рис. 3.5).



Рисунок 3.5. Способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования.

Способы снижения отрицательного влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования можно разделить на четыре группы:

- химические;
- технические;
- технологические;
- профилактические.

Решение проблемы защиты ЭЦН от мехпримесей путем разработки и применения недорогих, эффективных устройств в первую очередь скажется на

повышении производительности скважин, уменьшении затрат на их капитальный и текущий ремонт, что в конечном итоге приведет к снижению эксплуатационных затрат, а следовательно и себестоимости добычи нефти.

Защита ЭЦН от мехпримесей на практике в основном сводится к использованию оборудования в износостойком исполнении и применению профилактических способов.

К профилактическим способам снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования можно отнести очистку прискважинной зоны пласта всевозможными гидроволновыми устройствами с последующей промывкой скважины.

На основе изучения отечественного опыта, по применению устройств для очистки прискважинной зоны пласта, нами был разработан генератор гидроимпульсный, позволяющий перед спуском насоса в скважину проводить очистку прискважинной зоны пласта от колюще-режущих материалов, содержащихся в технологических жидкостях, обломков породы коллектора и прочее.

К технологическим методам борьбы с выносом мехпримесей можно отнести снижение депрессии на пласт, подлив жидкости в пласт, а также снижение обводненности продукции скважины.

Закачка в пласт различных скрепляющих растворов относится к химическим методам борьбы с пескопроявлением.

Технологические способы снижения влияния мехпримесей на работу УЭЦН рассмотрим более подробней.

Можно выделить следующие технологические способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования УЭЦН:

- использование акустического преобразователя шума (резанаторы);
- использование фильтров в интервале залегания продуктивного пласта;
- использование фильтров на УЭЦН.

*Методы борьбы с солеотложениями [30]*

Существующие технологии позволяют проводить работы как по удалению солеотложения в скважине, так и по его предупреждению. На различных месторождениях реализуются оба вида технологий, однако, приоритет в последние годы направлен на предотвращение солеотложения. Методы предотвращения отложения неорганических солей можно подразделить на две группы:

- безреагентные;
- химические.

#### **4. Методы повышения нефтеотдачи и интенсификации притока**

месторождения X находится на поздней стадии разработки, оно характеризуется значительной выработкой запасов высокопродуктивных залежей и высокой обводненностью. В течение длительного времени эксплуатации скважин происходит ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта, такие как попадание в пласт солевого раствора при глушении скважин, отложение асфальто-смолисто-парафиновых веществ, и многое другое. [5]

В связи с этим повышение эффективности разработки месторождений приобретает большое значение, а в конечном итоге и достижение проектных уровней добычи нефти. Для этого проводится большой объем работ по повышению нефтеотдачи и увеличению производительности скважин.

Для увеличения суммарного объема добычи нефти из пласта, поддержания темпа добычи и улучшения качества добываемой продукции проводят работы по интенсификации притока. Цель воздействия – восстановление и улучшение фильтрационной характеристики призабойной зоны, главным образом за счет увеличения ее проницаемости и снижения вязкости флюидов, снижения темпов обводнения добывающих скважин. Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают путем искусственного увеличения числа размеров дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород. [5]

Геолого-технологические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений. Геолого-технологические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. [5]

Геолого-технологические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно - на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально. Подбор эффективных геолого-технологических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

На месторождения X проводят следующие геолого-технологические мероприятия, как способы повышения нефтеотдачи:

1. Гидравлический разрыв пласта (ГРП). Цель гидроразрыва пласта - увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

2. Бурение боковых стволов (ЗБС). Бурение боковых стволов из существующих скважин – эффективный способ капитального ремонта и реконструкции скважин. Технология особенно эффективна для месторождений на поздней стадии разработки.

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке забоя скважины, обработке призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков).[3]

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3Г	Шанцев Сергей Дмитриевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>Нефтегазовое дело / эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти</b>

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Затраты на эксплуатацию модельной скважины, оборудованной установкой ЭЦН на месторождения X (Томская область)</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Положение об оплате труда от 01.05.2014 №0188</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Расчет затрат на эксплуатацию установки ЭЦН
2. Затраты на проведение ремонта
3. Капитальные затраты
4. Затраты на потребляемую мощность

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б3Г	Шанцев Сергей Дмитриевич		

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность (организационно-экономическая часть).**

### **5.1. Организационно - экономические проблемы прогнозирования на промышленном предприятии.**

В современных условиях хозяйственной независимости промышленных предприятий для многих из них стал весьма актуальным вопрос о прогнозировании. Эффективная деятельность промышленных предприятий в современных условиях в значительной степени зависит от прогнозирования и планирования.

Многолетний опыт зарубежных фирм и компаний показал, что недооценка прогнозирования и планирования предпринимательской деятельности в условиях рынка, сведение его к минимуму, игнорирование или некомпетентное осуществление зачастую приводят к большим, ничем не оправданным экономическим потерям и, в конечном счете, к банкротству. Практика показывает, что прогнозировать достаточно сложно. Иногда прогноз основывается на хорошо изученных закономерностях и осуществляется наверняка. Однако чаще всего не удается дать однозначный обоснованный прогноз. Причины – неопределённости в различных аспектах производственной и экономической ситуации. Выделяют следующие неопределённости в различных аспектах производственной и экономической ситуации, применимых к нефтегазовой промышленности:

- неопределенности, порожденные недостаточными знаниями о природе (например, неизвестен точный объем полезных ископаемых в конкретном месторождении, а потому невозможно точно предсказать развитие добывающей промышленности и объем налоговых поступлений от ее предприятий);

- неопределенность процессов, происходящих в недрах, при добычи нефти и газа;

- неопределенность будущей рыночной ситуации в стране, в том числе

отсутствие достоверной информации о будущих предпочтениях потребителей;

- неопределенности, связанные с колебаниями цен (динамикой инфляции), нормы процента, валютных курсов и других макроэкономических показателей;

- неопределенности, порожденные нестабильностью законодательства и текущей экономической политики (т.е. с деятельностью руководства страны, министерств и ведомств), связанные с политической ситуацией, действиями партий, профсоюзов, экологических и других организаций в масштабе страны;

- неопределенности, относящиеся к проектируемым продукции или технологическим процессам. Они могут быть связаны с ошибками разработчиков или физической невозможностью осуществления того или иного процесса;

- неопределенности, связанные с осуществлением действующих технологических процессов. Возможны аварии различной степени тяжести, от незначительных нарушений технологических процессов до катастроф с человеческими жертвами. Как следствие нарушения технологических процессов возникают экологические неопределенности, связанные с аварийными сбросами в реки технологических жидкостей, выбросами в атмосферу газов;

- дефектность продукции. Известно, что при массовом производстве, как правило, невозможно обеспечить выпуск продукции без дефектов.

При прогнозировании технико-экономических показателей нефтегазодобывающего предприятия главные ошибки совершаются чаще всего на самом начальном этапе – на этапе определения физико-химических свойств добываемых флюидов. В частности, на эффективность прогнозирования существенно влияет правильность определения плотности нефти или её смеси. Как уже отмечалось выше, плотность нефтяной смеси является крайне важным параметром при прогнозировании работы центробежных насосов, перекачивающих эти смеси. Выбор правильных методов прогнозирования плотности перекачиваемой нефтяной смеси позволяет не только выбрать

оптимальный режим работы центробежного насоса, но и точно спрогнозировать энергопотребление насоса, что особо актуально для насосов на дожимных насосных станциях и магистральных насосов ввиду большого потребления энергии. Кроме того, для нефти и нефтяных смесей плотность является еще и нормируемым показателем качества, непосредственно влияющим на стоимость. Таким образом, плотность добываемой нефтяной смеси влияет не только на затраты на добычу, но и на доходы от продажи нефти. Стоит отдельно отметить, что правильность прогноза затрат на добычу нефти (нефтяной смеси) влияет и на правильность составления бизнес-плана, и на правильность расчетов в инвестиционном проекте, и на другие показатели при расчете технико-экономических показателей.

## **5.2 Методика расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН.**

Мной был произведен расчет затрат на эксплуатацию модельной скважины, оборудованной установкой ЭЦН, в течение года. Расчет экономических показателей был произведен для двух случаев. В первом случае плотность добываемой смеси считали аддитивным свойством в соответствии с нормативным документом РД 39-30-598 и прогнозировали значение согласно аддитивному правилу. Во втором случае брали плотность смеси, определенную экспериментально.

1. Затраты на эксплуатацию установки ЭЦН в течение года определяются по формуле:

$$Z_T = Z_{\text{рем}} + Z_{\text{мощ}} + K, \quad (4.1.)$$

Где:  $Z_{\text{рем}}$  – затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования, руб;

$K$  – капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования, руб;

$Z_{\text{мощ}}$  – затраты, связанные с платой за установленную мощность.

2. Капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования, руб:

$$K = (C_k * N_k) + (C_{\text{НКТ}} * N_{\text{НКТ}}) + C_n + C_{\text{дв}} \quad (4.2.)$$

Где:  $C_k$  – цена погонного метра кабеля скважины, руб/м;

$N_k$  – длина кабеля скважины, м;

$C_{\text{НКТ}}$  – цена погонного метра НКТ скважины, руб/м;

$N_{\text{НКТ}}$  – длина НКТ скважины, м;

$C_n$  – цена насоса скважины, руб;  $C_{\text{дв}}$  – цена ПЭД скважины, руб;

$C_{\text{дв}}$  – цена ПЭД скважины, руб;

3. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования, руб:

$$Z_{\text{рем}} = C_{\text{ч}} * t * n \quad (4.3.)$$

Где:  $C_{\text{ч}}$  – стоимость 1 часа ремонта, руб.;

$t$  – средняя продолжительность ремонта по смене ЭЦН бригадой ПРС, ч.;

$n$  – количество ремонтов.

4. Затраты на потребляемую мощность:

$$Z_{\text{мощ}} = N * C_n \quad (4.4.)$$

Где:  $N$  – установленная мощность, кВт;

$C_n$  – стоимость установленной мощности за 1 кВт в год, руб.

5. Расчет суммы затрат эксплуатации скважин (табл. 4.1).

Таблица 4.1.

Результаты подбора оборудования для модельной скважины

Метод определения плотности	Расчет по правилу аддитивности	Экспериментальное определение
Глубина спуска УЭЦН (длина НКТ и кабеля)	2600	2650
Насос	ЭЦН5-100-2635	ЭЦН5-100-2860
ПЭД	ПЭДН 63-103	ПЭДН 70-103

Исходные данные для расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН, приведены в таблице 4.2. Отметим, что расчеты были произведены для двух случаев. В первом случае расчет производился исходя из

того, что плотность добываемой нефтяной смеси определяется по правилу аддитивности. Во втором случае расчет производился исходя из того, что плотность смеси определяется экспериментально.

Таблица 4.2.  
Исходные данные для расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН

Показатель	Значение
Средняя стоимость одного часа ремонта, руб	5500
Количество ПРС в год, шт:	2
Средняя продолжительность ремонта по смене ЭЦН бригадой ПРС, ч	55
Коэффициент эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, д. ед.	0,91

Стоимость ЭЦН, руб.:

ЭЦН5-100-2635	301030
ЭЦН5-100-2860	320955

Стоимость ПЭД, руб.:

ПЭДН 63-103	132500
ПЭДН 70-103	145200
Стоимость НКТ, руб./м	354
Стоимость кабеля, руб./м	122
Стоимость установленной мощности за 1 кВт в год, руб.	2700

В первую очередь произведем расчет при условии, что плотность нефтяной смеси определялась по правилу аддитивности:

1. Капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования, определяем по формуле (4.2):

$$K = 2600 \cdot 354 + 2600 \cdot 122 + 301030 + 132500 = 1671130 \text{ руб.}$$

2. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования определяем по формуле (4.3):

$$Z_{\text{рем}} = 5500 \cdot 55 \cdot 2 = 60500 \text{ руб.}$$

3. Затраты на потребляемую мощность определяем по формуле (4.4):

$$Z_{\text{мощ}} = 63 \cdot 5000 = 315000 \text{ руб.}$$

4. Общие затраты определяем по формуле (4.1).

$$Z_{\text{т}} = 1671130 + 605000 + 315000 = 2591130 \text{ руб.}$$

Затем произведем расчет при условии, что плотность нефтяной смеси определялась экспериментально.

5. Общие капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного

оборудования, определяем по формуле (4.2):

$$K=2650*354+2650*122+320955+145200=1727555$$

6. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования, определяем по формуле (4.3):

$$Z_{\text{рем}} = 5500*55*2=605000 \text{ руб.}$$

7. Затраты на потребляемую мощность определяем по формуле (4.4):

$$Z_{\text{мощ}} = 70*5000=350000 \text{ руб.}$$

8. Общие затраты определяем по формуле (4.1):

$$Z_{\text{T}} = 1727555+605000+605000+350000 \text{ руб.}$$

9. Посчитаем разницу  $Z_{\text{разн}}$  между затратами, рассчитанными с использованием правила аддитивности и экспериментальных данных.

$$Z_{\text{разн}} = 2682555-2591130 = 91425 \text{ руб.}$$

Вывод: Было произведено сравнение затрат на эксплуатацию скважины, рассчитанных при использовании рекомендуемого нормативными документами правила аддитивности и экспериментальных данных. Затраты при использовании правила аддитивности составили 2591130 руб, при использовании экспериментальных данных – 2682555 руб. Разница между этими затратами составляет 91425 руб. Стоит отметить, что это разница рассчитана только для одной скважины, в тоже время на месторождении одновременная добыча нефти из различных пропластков может производиться десятками скважинами. Неучтенные таким образом затраты могут привести к существенным ошибкам при прогнозировании различных технико-экономических показателей на нефтегазодобывающем предприятии.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ РАБОТЕ НА ЛУГИНЕЦКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3Г	Шанцев Сергей Дмитриевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело / эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность при работе на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении»:

<p><i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i></p>	<p><i>Объектом исследования является месторождения X (Томская область). Рабочей зоной является территория Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение</i></p>
--	--

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><i>1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul> <p><i>1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> </ul>	<p><i>Электрический ток</i>  <i>Электрическая энергия широко используется в промышленности и технике. Она значительно облегчает и совершенствует труд человека и в то же время является источником потенциальной опасности, которая при несоблюдении правил безопасности может привести к тяжёлым последствиям.</i>  <i>Электрический ток, при прохождении через организм человека, производит термическое, электролитическое, биологическое и механическое действия. Объем знаний, необходимый для персонала: представление об опасности электрического ток; знание и навыки безопасных способов работы; практические навыки оказания первой помощи при поражении электрическим током.</i></p> <p><i>Природно-климатические условия и производственный микроклимат</i>  <i>Климат района - континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время минус 40-50°С. Самый жаркий месяц лета - июль. Температура воздуха поднимается до плюс 35°С. Среднегодовое количество осадков 450-500 мм/год.</i></p> <p><i>Вредные вещества</i>  <i>Сырая нефть, сероводород и продукты их химических превращений которые при неправильной организации производства могут привести к отравлениям или наркотическим действиям.</i></p>
---	--

<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>В географическом отношении территория месторождения представляет собой сглаженную слаборасчлененную заболоченную равнину. На территории много болот, однако, большая ее часть покрыта лесом. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75-130 м. Самой крупной на территории является река Чижанка.</p>
<p><b>3. Защита в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Технологические сооружения площадки куста скважин являются взрыва – пожароопасными: в аварийной ситуации возможна разгерметизация оборудования и трубопроводов с неконтролируемым выходом нефти и нефтяного газа в помещение замерной установки и на территорию площадки с последующим воспламенением и взрывом.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.04.2018
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Г	Шанцев Сергей Дмитриевич		

## **6. Производственная безопасность**

### **Введение**

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через не плотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Производственная среда может и косвенно, через человека, влиять на машины недостаточная освещенность, повышенный уровень звука и прочие факторы могут привести к неправильным, приводящим к авариям, действиям человека в связи с его физическим или психическим утомлением.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению.

Технологическим процессам присущи высокие давления, повышенные температуры. В них используют агрессивные и токсичные вещества, большие массы горючих жидкостей и газов, взрывчатые и радиоактивные вещества.

### **Цель работы:**

- изучение вредных факторов, влияющих на персонал, при работе на месторождения X;
- изучение способов минимизации влияния вредных факторов на человека и окружающую среду.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работе оператора по добыче нефти и газа на месторождения X рассмотрены в таблице 5.1.

Таблица 5.1.  
Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работе оператора по добыче нефти и газа на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Полевые работы:</p> <p>1. Осуществляет обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования и механизмов;</p> <p>2. Осуществляет работы по поддержанию заданного режима работы скважин, установок комплексной подготовки газа, групповых замерных установок;</p> <p>3. Производит замер дебита скважин на автоматизированной групповой замерной установке;</p> <p>4. Снимает показания приборов, измеряющих параметры работы газопровода, осуществляет расчет расхода газа и жидкости.</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>2. Превышение уровней шума и вибрации;</p> <p>3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток.</p>	<p>СанПиН 2.2.4-548-96 [1]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 [2]</p> <p>ГОСТ 12.1.005 – 88 [3]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 [4]</p> <p>ГОСТ 12.2.062-81 [5]</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 [6]</p>

## **6.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению**

Были рассмотрены основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочем месте оператора ДНГ

### *Отклонение показателей климата на открытом воздухе*

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха (°C); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м<sup>2</sup>) и тепловая нагрузка среды (°C). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия изменяются сезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом - роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны и куртка, меховые рукавицы.

### *Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны*

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H<sub>2</sub>S - 0.1 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup> по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88 [3]. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные

приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

#### *Повреждения в результате контакта с насекомыми*

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

#### *Превышение уровней шума*

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, ЭЦН, ШГН и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [2].

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Наиболее эффективными средствами борьбы с шумом являются звукоизолирующие устройства, применяемые для полной изоляции источника от окружающей среды. На пути распространения звуковых волн создается препятствие, обладающее достаточной инерцией для возбуждения в нем колебаний. Так как инерционные свойства преграды увеличиваются с увеличением веса единицы поверхности, то звукоизолирующие конструкции должны быть тяжелыми, выполненными из плотных материалов.

#### *Превышение уровней вибрация*

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода

закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0/28 мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [4]

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, обладающих способностью поглощать колебательную энергию; уменьшение зазоров; повышение точности центровки и балансировки для снижения динамических нагрузок; использование прокладочных материалов, затрудняющих передачу колебаний от одних деталей к другим, и т. п. В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

#### *Механическое травмирование*

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- 1) проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- 2) плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- 3) проверка состояния оборудования и своевременное устранение

дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [5] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

### *Электробезопасность*

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, устанавливаемые во взрывоопасных зонах зданий и сооружений, принятые во взрывозащищенном исполнении. Пусковая и защитная аппаратура нормального исполнения вынесена в невзрывоопасные зоны.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников не электротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;

- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны П-III и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [6].

## **6.2 Экологическая безопасность**

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы от существующих источников территории месторождения X являются: углерода оксид, углеводороды предельные C1-C5, азота диоксид, сажа, бенз(а)пирен,

азота оксид, углеводороды С6-С10, бензол, толуол, ксилол, фторид, фтористый водород, железа оксид, хрома шестивалентного, соединения марганца и кремния.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

Также необходима:

Оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

Гидрографическая сеть территории месторождения X представлена реками Екыльчак и Чижакпа, и ручьями без названия.

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие[7]: изъятие природных вод для

использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промышленных объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды, при разведке и освоении месторождений нефти и газа, являются: производственные и хозяйственно-бытовые стоки; талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков; строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного мусора; аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;

Используются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления;

100% контроль швов сварных соединений трубопроводов.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде (ГОСТ Р22.0.05-94).

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

а) природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- сильные морозы (ниже -40С)

- метели и снежные заносы

б) техногенного характера:

- пожара
- разлива нефти
- отключение электроэнергии и др.

Нарушение технологического режима:

- увеличение давления и температуры в аппаратах выше нормы, сброс нефти на очистные сооружения с отстойников;
- повышение давления на выходе насосов;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, возможности отравления нефтепродуктами, пожару, взрыву;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;

- низкая производственная дисциплина;
- несоблюдение основных мер безопасности согласно требований инструкции при проведении огневых, газоопасных работ, и т.д.;
- несоблюдение мер безопасности при работе с деэмульгаторами, кислотами, щелочами и другими вредными веществами.

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

#### *Пожарная безопасность*

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 ("Электростанции тепловые") и в СНиП 11-34-74 ("Водоснабжение. Наружные сети и сооружения"). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для контроля, за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы, руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-A.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;
- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И - индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Контроль, за соблюдением правил пожарной безопасности, ведут сотрудники государственного пожарного надзора.

#### **6.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений**

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному

графику работы.

Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

## **Заключение**

В ВКР отражены следующие вопросы: общие сведения о месторождении; геологическая характеристика и особенности разработки.

В целях повышения эффективности добычи нефти на месторождения X применяют следующие методы: гидравлический разрыв пласта, бурение (зарезка) боковых стволов.

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти месторождения X связаны с мероприятиями по интенсификации добычи нефти и увеличению охвата воздействием с помощью гидроразрыва пласта, интенсификации притока и своевременного формирования системы ППД. Как показала практика, проведение ГРП на данном месторождении довольно эффективно. Согласно проведенным исследованиям «Томск НИПИ Нефть» по месторождения X в скважинах с низкой проницаемостью эффект полученный от ГРП увеличивает дебит скважины от 2 до 5 раз.

При разработке месторождения X особо остро стояла проблема утилизации попутного нефтяного газа. Развитие региона сдерживалось из-за отсутствия системы сбора и транспортировки газа – тогда попутный нефтяной газ сжигался на факелах.

На сегодняшний день месторождения X считается самым большим поставщиком газа среди месторождений. За счет основанной в 2002 году газокompрессорной станции, нефтяной газ, который был основной «визитной карточкой» в противовес развития подобного промысла, на сегодняшний день стал стратегическим продуктом для организации.

ГКС в структуре месторождения X это уникальный объект — высокотехнологичное производство, которое не имеет аналогов в Томской области. За годы работы станция переработала огромное количество попутного нефтяного газа. А это вклад не только в поддержание энергетического баланса региона, но и охрану окружающей среды.

## Список используемых источников

1. О.С. Чернова, Е.Н. Жилина. Типы разрезов продуктивных пластов ( $Ю_1^4$  и  $Ю_1^3$ ) Лугинецкого газоконденсатно- нефтяного месторождения (Томская область), Томский политехнический университет, Томский государственный университет, 2011 г
2. (ИСТОЧНИК: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/114579/>)
3. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Клещенко И.И..Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. - 2006. - №3. - С. 20-25.
4. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.- Уфа:ООО «Издательство научно- технической литературы «Монотомь»», 2003.- 302с.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: «Недра», 1986. – 333 с.
6. Экологический паспорт Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2007.
7. [Электронный ресурс]. Сайт компании Томскнефть/<http://www.tomskneft.ru>
8. [Электронный ресурс]. Сайт книга нефти/ <http://kniganefiti.ru>
9. Технологический регламент месторождения Х, Процесс добычи нефти и газа на месторождениях, - г. Стрежевой, 2017.
10. Технологический регламент ГКС, - г. Стрежевой, 2016.
11. Жилина Е.Н., Вещественно-структурные особенности средне-верхнеюрских отложений Лугинецкого месторождения (Томская область), - Известия Томского политехнического университета, 2012.
12. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
13. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
14. ГОСТ 12.1.003-83 - Средства и методы защиты от шума.

## Классификация.

15. ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (01. 01.89).
16. СанПиН 2.2.4-548-96 - Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы"
17. ГОСТ 12.1.005 – 88 - Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
18. ГОСТ 12.1.012-90 – Вибрационная безопасность. Общие требования
19. ГОСТ 12.2.062-81 – Оборудование производственное. Ограждения защитные.
20. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э.Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. -М.: Недра, 1975.
21. Сурков В.С, Жеро О.Г Геология нефти и газа Западной Сибири. М.,1981 г. 152с
22. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович, В.С Сурков, А.А. Трофимук и др. — Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, СНИИГГиМС, 1994. - Вып. 2.
23. Елкин Е.А. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Новосибирск: СО РАН, филиал ГЕО, 2001. — 166 с.
24. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — М.: Недра, 1985.
25. Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области. // Материалы V международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск, 2003. – С. 10 – 13.
26. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-166с.
27. Справочная книга по добыче нефти. Под редакцией Ш.К.

Гиматудинова. Москва., Недра, 2000 г. 455с.

28. Ивановский В. Н., Пекин С. С, Сабиров А. А. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. - М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. - 256 с.

29. Учебный курс «Добыча нефти». 2014.

30. Горев В.Г. Особенности выноса мехпримесей на скважинах добывающего фонда / В.Г. Горев, И.А. Кудрявцев // Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Часть IV. Добыча нефти и газа: Материалы научно-практической конференции, посвященной СибНИИНП. СибНИИНП. 25-летию -Тюмень: -2000. -С. 28-36.