TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексный анализ способов эксплуатации скважин с высоким газовым фактором на нефтегазоконденсатном месторождении "Х" (Томская область)

УДК 622.276-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Смоляк Максим Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3,ОК-4,ОК-5,ОК-7) (EAC-4.2a) (ABET-3A)*
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*	*Требования ФГОС ВО (ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (ABET-3i),ПК1,ПК-23, ОПК-6, ПК-23*
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (EAC-4.2d), (ABET3e)*
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3,ПК-4, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14,ПК-15)*
Р6	внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6,ПК-10, ПК-12)*
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	*Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (EAC-4.2-h), (ABET-3d)*
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*	*Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)*
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23,ПК-24,ПК-25,ПК-26)*
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (ABET-3b)*
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых	*Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ _____ Максимова Ю. А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	**ФИО**
2Б5Г	Смоляку Максиму Андреевичу

Тема работы:

Комплексный анализ способов эксплуатации скважин с высоким газовым фактором на нефтегазоконденсатном месторождении "Х" (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2024/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Снежному нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	2.1 Стратиграфия 2.2 Тектоника 2.3 Нефтегазоносность 2.4 Физико-геологическая характеристика продуктивных коллекторов 2.5 Свойства и состав пластовых флюидов 2.6 Запасы нефти 3.1 Характеристика фонда скважин 3.2 Выбор и обоснование способа эксплуатации 3.3 Расчет подбора УЭЦН 3.4 Установка УЭЦН 3.5 Влияние свободного газа на работу УЭЦН 3.6 Методы снижения влияния газосодержания на работу насосной установки 4.1 Расчёт дополнительной добычи 4.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений 4.3 Расчёт эксплуатационных затрат 4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия 5.1 Основные вредные и опасные факторы при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений 5.2 Вредное воздействие химических факторов 5.3.1 Микроклимат на рабочем месте 5.3.2 Производственный шум 5.3.3 Вибрация 5.3.4 Электрический ток 5.3.5 Производственное оборудование 5.4 Экологическая безопасность 5.4.1 Защита атмосферы 5.4.2 Защита гидросферы 5.4.3 Защита литосферы 5.5 Чрезвычайные ситуации и их локализация 5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 3. Технологическая часть	Карпова Евгения Геннадьевна

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общие сведения о месторождении	
2. Геолого-физическая характеристика месторождения	
3. Технологическая часть	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Смоляк Максим Андреевич		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.01.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования бакалавриат
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения весенний семестр 2018/2019 учебного года
Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
26.04.2019	*Общие сведения о Снежном месторождении*	*10*
07.05.2019	*Геолого-физическая характеристика Снежного месторождения*	*20*
14.05.2019	*Технологическая часть*	*35*
16.05.2019	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	*15*
24.05.2019	*Социальная ответственность*	*15*
27.05.2019	*Оформление работы*	*5*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 74 страниц, 9 рисунков, 10 таблиц, 23 источника.

Ключевые слова нефть, скважина, установка электроцентробежного насоса, газосодержание, газовый фактор, добыча нефти.

Объектом исследования является технология добычи углеводородов на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении.

Целью данной работы является анализ эксплуатации скважин погружными установками электроцентробежных насосов при наличии свободного газа, а также выбор наиболее эффективной техники и технологии добычи углеводородов с высоким газовым фактором на «Снежном» нефтегазоконденсатном месторождении.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике.

В процессе исследования был проведен анализ выбора способа эксплуатации на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении, подбора оборудования для эксплуатации, решений по снижению влияния высокого газосодержания, проведен расчет экономической эффективности внедрения фильтра механических примесей на Снежном месторождении.

Область применения: Фонд добывающих скважин.

Экономический эффект от применения предложенного решения достигается за счет увеличения межремонтного периода подземного оборудования.

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ВНК – водонефтяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГДИС – гидродинамические исследования скважины;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КВД – кривая восстановления давления;

КПД – кривая падения давления;

ППД – поддержание пластового давления;

УЭЦН – электроцентробежная насосная установка;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ВНЗ – водонефтяная зона;

ЧНЗ – чисто нефтяная зона;

ЦКЗ – центральная комиссия запасов;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЭД – погружной электродвигатель;

МРП – межремонтный период;

СНО – средняя наработка на отказ;

ТМС – термоманометрические системы;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

Оглавление

Введение 12

1. Общие сведения о Снежном месторождении 13

2. Геолого-физическая характеристика Снежного месторождения 15

2.1 Стратиграфия 15

2.2 Тектоника 16

2.3 Нефтегазоносность 18

2.4 Физико-геологическая характеристика продуктивных коллекторов .. 24

2.5 Свойства и состав пластовых флюидов 26

2.6 Запасы нефти 27

3. Технологическая часть 32

3.1 Характеристика фонда скважин 32

3.2 Выбор и обоснование способа эксплуатации 33

3.3 Расчет подбора УЭЦН 36

3.4 Установка УЭЦН 42

3.5 Влияние свободного газа на работу УЭЦН 46

3.6 Методы снижения влияния газосодержания на работу насосной установки 48

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .. 50

4.1 Расчёт дополнительной добычи 52

4.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений 54

4.3 Расчёт эксплуатационных затрат 54

4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия 57

5. Социальная ответственность 61

5.1 Основные вредные и опасные факторы при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений 62
5.2 Вредное воздействие химических факторов 63
5.3 Вредное воздействие физических факторов 63
5.3.1 Микроклимат на рабочем месте 63
5.3.2 Производственный шум 64
5.3.3 Вибрация 65
5.3.4 Электрический ток 66
5.3.5 Производственное оборудование 68
5.4 Экологическая безопасность 68
5.4.1 Защита атмосферы 69
5.4.2 Защита гидросферы 69
5.4.3 Защита литосферы 70
5.5 Чрезвычайные ситуации и их локализация 70
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ... 71
Заключение 73
Список используемых источников 74

Введение

Основной способ добычи нефти в Западной Сибири является механизированным, в частности эксплуатация скважин установками погружных электроцентробежных насосов. Запасы нефти в Западной Сибири сосредоточены в зонах частичного разгазирования, со значительными объемами свободного газа и высоким газовым фактором, которые в свою очередь влияют на добычу и осложняют ее. Добыча запасов с большим газосодержанием несет за собой ряд негативных последствий в процессе эксплуатации, следовательно, может привести к снижению КПД УЭЦН и преждевременным отказам. Для предотвращения проблем в эксплуатации делается упор на выбор надежного и современного оборудования для добычи, увеличения межремонтного периода, и как следствие из этого снижения капитальных затрат.

Цель работы: выбрать наиболее эффективную технику и технологию добычи углеводородов, рассмотреть и проанализировать эксплуатацию скважин погружными установками электроцентробежных насосов в условиях высокого газосодержания на «Снежном» нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи:

1. Дать краткую характеристику месторождения;
2. Обоснование оптимального способа добычи;
3. Обзор комплектации и принципа работы УЭЦН.

Объектом исследования является технология добычи углеводородов на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении.

1. Общие сведения о Снежном месторождении

Снежное месторождение располагается в центре Каргасокского административного района (в западной части Томской области) на лицензионном участке №77 (рис. 1). Недропользователем 77 лицензионного участка (лицензия ТОМ 12945 НР, зарегистрирована в РГФ 25.01.2005, рег.№ 3870/ТОМ 12945 НР) является ООО «Норд Империал». Лицензия выдана на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Снежного месторождения сроком до 31.12.2029 г. [1].

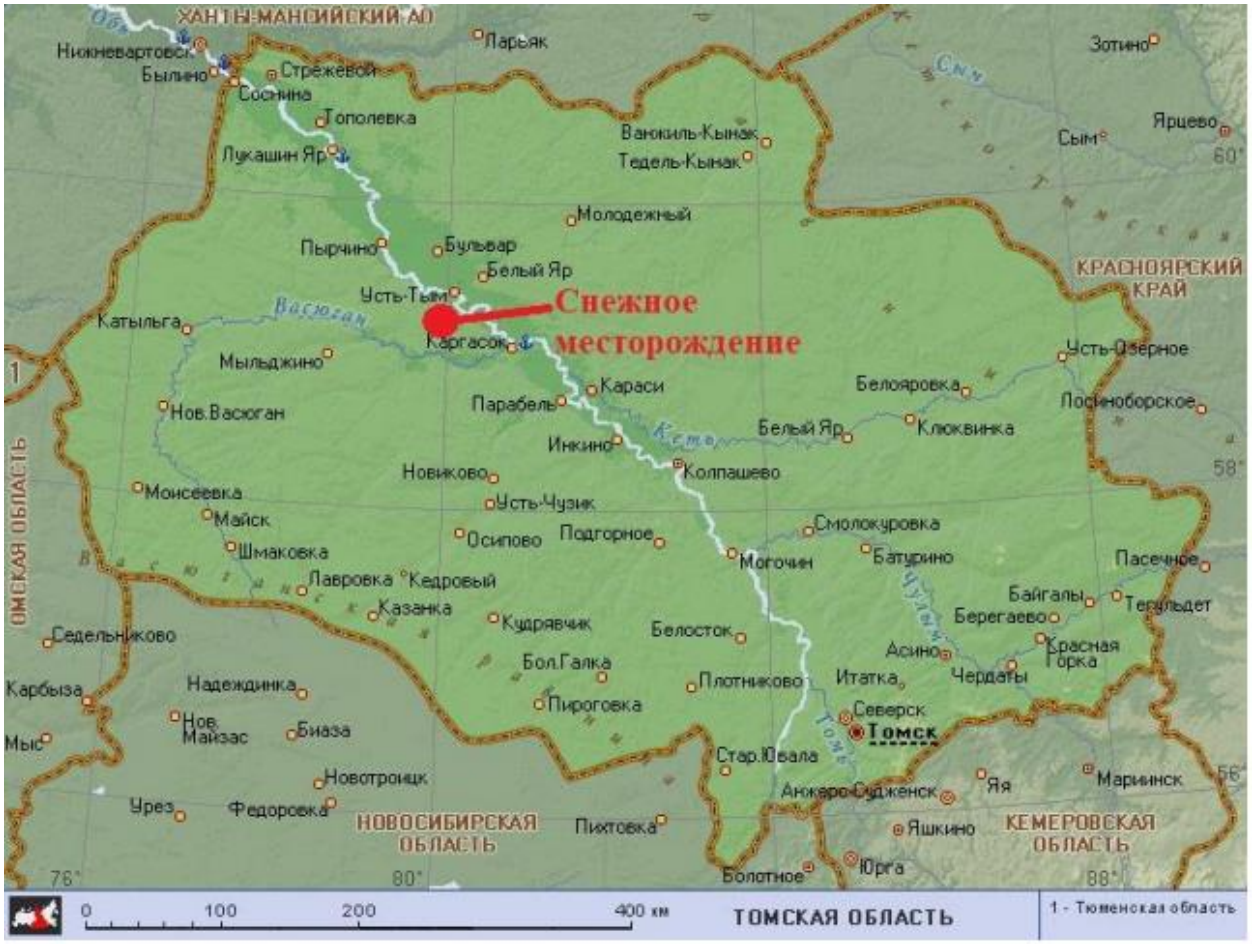

Рисунок 1 – Обзорная карта участка

Территорией месторождения является плоская равнина, с заболоченной местностью и лесом вокруг. На месторождении абсолютные отметки изменяются в пределах от 82 до 26 метров (от северо-восточной до юго-западной части площади месторождения).

Залесенность площади составляет 99 %, из них 24 % - заболоченный лес. Лес представлен в основном хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) и лиственными (береза, осина) деревьями.

Заболоченность местности составляет 40 % территории участка. Гидрографическая сеть в районе месторождения представлена рекой Васюган и её притоком, Чижапка. Реки имеют крутые, обрывистые берега, заросшие густым кустарником.

Климат резко континентальный, для которого характерны большие амплитуды колебания температур, с суровой длительной зимой и коротким жарким летом. Среднесуточная температура зимой от –15 ^{0}С до – 40^{0}С, летом – до +35 ^{0}С. Снежный покров достигает 1 – 1.5 м. Озера, реки и болота промерзают во второй половине декабря. Реки вскрываются в первой половине мая.

Через месторождение проходит грунтовая автомобильная дорога, идущая вдоль реки Васюган. Сообщение осуществляется по этой дороге, по реке Васюган, судоходной в течение всего летнего периода, и по зимним дорогам.

2. Геолого-физическая характеристика Снежного месторождения

2.1 Стратиграфия

Снежное нефтегазоконденсатное месторождение имеет сложное геологическое строение. Территория месторождения состоит из палеозойских и мезозойско-кайнозойских терригенно-осадочных отложений. Продуктивные пласты на Снежном месторождении находятся в Юрской системе, тюменской и васюганской свитах [2].

Расчленение разреза было получено путем интерпретации материалов геофизических исследований, в поисковый, оценочных и эксплуатационных скважин, с использованием реперных геолого-геофизических горизонтов [3].

Литолого-стратиграфический разрез Снежного месторождения представлен на рисунке 2.

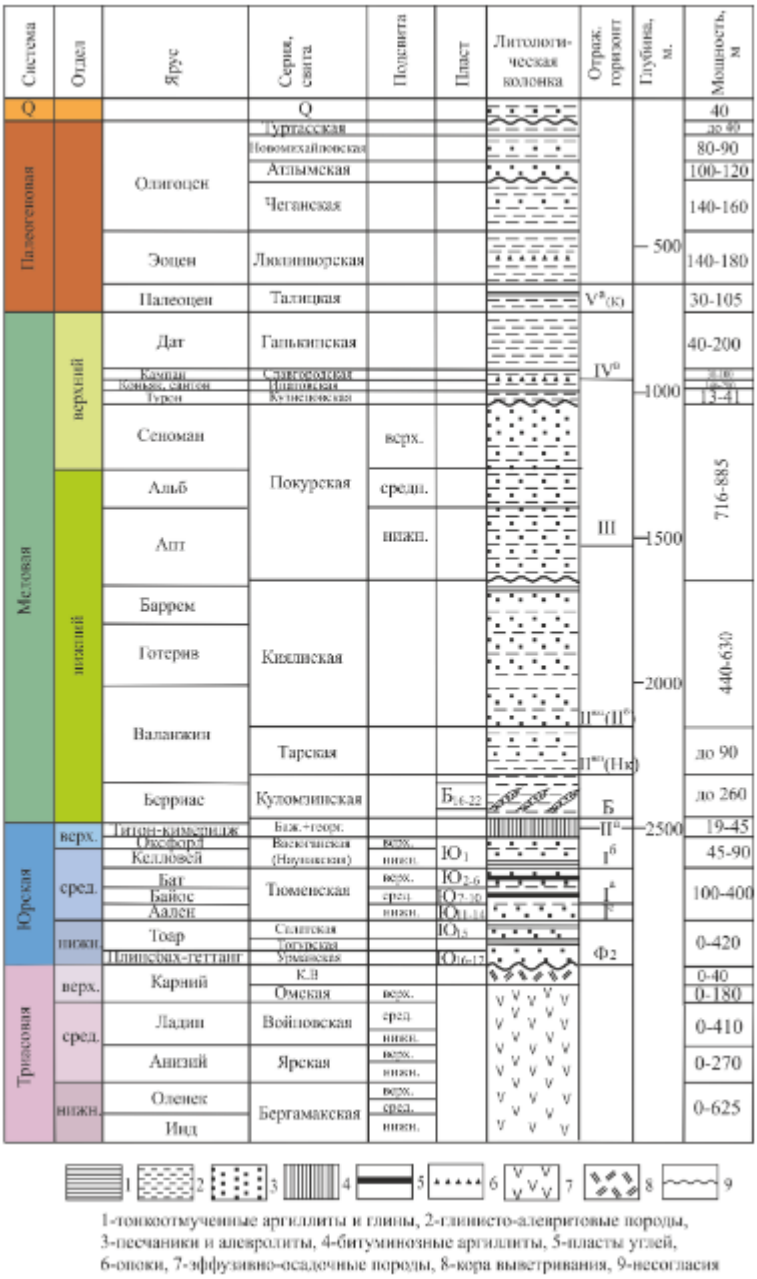

Рисунок 2 – Литолого-стратиграфический разрез Снежного месторождения

2.2 Тектоника

Тектонически, местность в которой находится Снежное месторождение представляет собой крупный структурный нос, который в свою очередь осложняет крайнюю северо-западную периклиналь Парабельского мегавала.

На протяжении всей мезозойской эры платформенные структуры развивались, что является характерной особенностью данного региона. По верхнемеловым и палеогеновым отложениям ведется соответствие рельефа поверхности фундамента к платформенным структурам.

Также район работ Снежного месторождения тектонически относится к юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП). Фундаментом ЗСП является Доюрский фундамент. Он в свою очередь является неоднородной складчато-блочной структурой, некоторые части которой представлены структурами, сформированными на заключительных фазах байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза. Фундамент ЗСП и его структурно-формационные зоны формировались на протяжении рифейско-палеозойско-триасового времени несколькими геотектоническими этапами.

В период мезозоя и кайнозоя происходило формирование платформенного чехла, при спокойном тектоническом режиме. Из-за затухающего остаточного импульса тектонических движений, длительность которого составляет около 200 миллионов лет, платформы развивались с унаследованием структуры фундамента на протяжении всей мезозойской эры. Соответствие рельефа поверхности фундамента структурам платформы наблюдается вплоть до отложений верхнего мела или палеогена. Начиная с верхнего мела, в верхней части покрова платформы формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями.

Для всей территории месторождения характерно присутствие двух систем тектонических разломов простираний. Первый – северо-западный, который представляет собой разломы складчатого основания фундамента. Второй – северо-восточный, который связанный с рифтогенезом. Значительная часть разломов проникает в отложения платформы, оказывая сильное влияние на образование в них нефтегазовых отложений.

В пределах изучаемого района отложениями основного продуктивного горизонта являются отложения васюганской (наунакской) свиты. Данную информацию подтвердили путем интерпретации материалов геофизических исследований, в поисковый, оценочных и эксплуатационных скважин, с использованием реперных геолого-геофизических горизонтов.

Снежное локальное поднятие представляет собой антиклинальную складку, простирающуюся в направлении северо-востока с пережимом в центральной части. Снежное поднятие осложнено двумя рядом расположенных мелких куполов, которые пережимают его в центральной части, и оконтурено изогипсой минус 2370 м (рис. 3).

Рисунок 3 – Структурная карта по отражающему горизонту IIа

2.3 Нефтегазоносность

На первом этапе поисково-разведочных работ нефтегазоностность Снежного месторождения верхнеюрских отложений установлена в 1967 году в результате бурения и испытания скважины № 131.

При бурении скважины №131 было поднято 5 метров песчаника с незначительным запахом нефти, а по данным газового каротажа при бурении пластов $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ отмечалась высокая газонасыщенность.

Бурение и испытания скважины № 131 показали, что пласты верхнеюрских отложений насыщены нефтью и газом, а их незначительные притоки объясняются плохими коллекторскими свойствами пород, вмещающих их.

Следующим шагом стало бурение скважины № 132 расположенной на расстоянии 5.4 км юго-западнее скважины № 131. Перспективная часть разреза горизонта $Ю_1$ в скважине № 132 залегает гипсометрически ниже на 25 м, скважины № 131, и представлена двумя маломощными пропластками по 1 и 1,8 м. Пропластки песчаников отмечались низкими коллекторскими свойствами. По результатам ГИС и отбору керна песчаники являлись нефтенасыщенными.

После окончания бурения скважины № 132 был опробован пласт $Ю_2$ тюменской свиты. Приток пластового флюида из данного пласта не был получен, в связи с низкими фильтрационными свойствами коллекторов.

Второй этап поисково-разведочных работ приходился на 1983–84 года. В этот период были пробурены скважины № 133, 134.

Скважина № 133 была пробурена на расстоянии 3 километров севернее скважины № 131. Скважина вскрыла горизонт $Ю_1$ доюрского фундамента. По отбору керна было установлено наличие улетучивающегося запаха нефти, а сам образец представлен трещиноватыми глинисто-кремнистыми и глинисто-опесчаненными породами.

Горизонт $Ю_1$ скважины № 133 был представлен пластами $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$. Результаты гидродинамических исследований скважины № 133 пласта $Ю_1^2$ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты гидродинамических исследований скважины 133 пласта $Ю_1^2$ (1984 г.)

Наименование	Количество скважин	Среднее значение по пласту
Начальное пластовое давление, МПа	1	24,65
Пластовая температура, ^{0}С	1	102
Дебит нефти, м^3/сут	1	0,24
Обводненность вес., %	-	-
Газовый фактор, м^3/т	1	43
Удельная продуктивность, $\frac{м^3*10}{м.сут.атм}$	1	0.005
Пористость, доли ед.	1	0,133
Гидропроводность, Дсм/спз	1	0,264
Проницаемость, ·10^{-3} мкм^2	1	0,2

Оба пласта имеют характерные признаки нефтенасыщенности в керне и сложены мелкозернистыми песчаниками. При этом в процессе бурения пласта $Ю_1^1$ был получен приток газа дебитом 35,7 м^3/сут на штуцере 5 мм.

Благодаря этим данным скважина № 133 наунакской свиты Снежного месторождения подтвердила присутствие в ней газовой и нефтяной залежи, в пластах $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$.

Скважина № 134 была пробурена на северо-западном крыле структуры. В результате изучения скважины породы пласта $Ю_1^1$ замещены алевролитами, а коллектора пласта $Ю_1^2$ представлены тремя маломощными пропластками (0,6 – 0,8 м). По керну и результатам ГИС пропластки являются водонасыщенными. Признаки нефти в керне были отмечены только в трещиноватых аргиллитах нижней части баженовской свиты.

Данные, полученные в результате бурения и исследования скважин №133 и 134, позволили проследить распространение коллектора по площади, оконтурить залежь $Ю_1^2$, произвести по ней подсчет запасов нефти категории $С_1$ и $С_2$.

По категории $С_1$ были представлены запасы в количестве 4040/1010 тыс. тонн при КИН – 0,25, по категории $С_2$ – 4412/882 тыс. тонн при КИН - 0,2. На

уровне ЦКЗ извлекаемые запасы по категории C_1 были приняты в количестве 808 тыс. тонн (КИН – 0,2).

В 1988 г. после ревизии все запасы категории C_2 были списаны, а запасы категории C_1 были отнесены к оцененным. В 1996 г. запасы по месторождению были пересмотрены, и по причине низких коллекторских свойств и небольших притоков коэффициент извлечения нефти (КИН) был уменьшен с 0.20 до 0.10. В этом же году запасы вновь возвращены в разведанные и на дату 01.01.2004 г. они составляли по категории C_1 4040/404 тыс. тонн [5].

Из-за полученного дебита газа в скважине №133 (35,7 $м^3$/сут на штуцере 5 мм) подсчет запасов не проводился. Специальных исследований газоконденсатной залежи не производилось.

В связи с недостаточной изученностью на поисково-разведочном этапе и не подготовленным для промышленного освоения месторождения начат третий этап геологоразведочных работ. Этот этап включал в себя такие операции как проведение дополнительных сейсморазведочных работ и ряд мероприятия по интенсификации притоков нефти.

На основе проведенных работ была получена новая геолого-геофизическая основа, позволяющая составить модель месторождения. Также было произведено бурение скважины № 135, с применением промывочных жидкостей на полимерной основе [4].

После завершения бурения скважины № 135 и конечный вскрытием пласта, был проведен гидроразрыв пласта. Гидроразрыв подтвердил возможность получения промышленных притоков нефти из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. При совместном испытании пластов $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ после проведенных мероприятий по вызову притока их пласта, был получен приток нефти с дебитом 32 $м^3$/сут на штуцере 8 мм.

В завершении работ, произведенных на третьем этапе установлено, что залежь в пласте $Ю_1^2$ наунакской свиты, сложенная терригенными коллекторами с ухудшенной фильтрационно-емкостной характеристикой, после проведения

гидроразрыва пласта были получены притоки нефти. Объем проведенных исследований позволил уточнить геологическую модель залежи пласта $Ю_1^2$, её запасы нефти и состояние скважин на 2005 год, данные приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Объем проведенных исследований продуктивных пластов по скважинам

№ скв.	Назначение	Состояние на 07.2005 г.	Дата бурения	Глубина забоя, м	Интервалы вскрытых продуктивных пластов,	Объем проведенных исследований			
						Интервал отбора керна (% выноса)	Глубина проведения ГИС (ПС, КС)	Интервал гидродина-мических исследований	Отбор глубинных, поверхностных проб
131	Поисковая	Ликвидирована	15.04.67-25.06.67	2630-пр 2677-ф	2426,2-2446,6 -$Ю_1^2$	2417,6- 2448,6 (35,7%)	355-2680	2408 –2430 2437-2447 2466-2476	Поверхностные пробы нефти
132	Поисковая	Ликвидирована	31.10.67-05.01.68	2520-пр 2558-ф	2430,0-2431,0 -$Ю_1^2$	2427,2-2454,8 (58,7%)	300-2554	2398-2558 (ИП)	Не отбирались, нет притока
133	Поисковая	Восстановлена из ликвидированных	12.09.83-11.12.83	2800-пр 2805-ф	2419,6-2434,6 -$Ю_1^2$	2419,3-2439,7 (83,3%)	673-2795	2395,6-2403,6 2419,1-2433,6 2438,2-2440,3 2443,6-2445,1 2446,4-2448,3	Глубинные и поверхностные пробы нефти.-
134	Поисковая	Ликвидирована	25.02.84 29.04.84	2800 пр 2815 ф	2456,4-2473,4 -$Ю_1^2$	2451,7-2477,1 (94,5%)	734-2805	2449-2470 (ИП)	Поверхностные пробы нефти
135	Оценочная	В испытании	27.02.05 09.04.05	2660 пр 2665 ф	2413,3-2453,9 -$Ю_1^2$	2410,7-2419,8(100%) 2428,0-2437,0(100%) 2442,8-2452,6(98%)	605-2665	2408,9-2412 2423-2431,5	Глубинные и поверхностные пробы нефти, газа и воды

2.4 Физико-геологическая характеристика продуктивных коллекторов

Терригенные породы наунакской свиты представленные в пластах $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$ являются отложениями континентального генезиса, поэтому все терригенные пропластки в пачке называют пласт $Ю_1^{1-3}$. Каждый из этих пластов сложен отложениями аргиллита, алевролита, песчаников и углей переслаивающихся друг с другом.

Как правило, в качестве коллекторов выступают в основном песчаники, чаще всего они полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые и среднезернистые, с различной степенью глинистости.

Коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) продуктивного разреза наунакской свиты Снежного месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации данных ГИС (табл. 3).

Таблица 3 – Коллекторские свойства пласта $Ю_1^{1-3}$

Вид исследования	Наименование	Свойства		
		Проницаемость, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$	Коэф-т открытой пористости, %	Коэф-т начальной нефте-насыщенности, %
Лаб. исследования керна	Кол-во скв.	5	5	4
	Общее кол-во определений	122	140	78
	Среднее значение	3,4	14,5	62,4
	Интервал изменений	1,7-5,0	13,1-15,2	56,2-64,9
ГИС	Кол-во скв.	21	21	21
	Общее кол-во определений	148	148	124
	Среднее значение	3,1	14,6	61,4
	Интервал изменений	1,9-4,5	13,3-15,6	52,8-70,4
ГДИС	Кол-во скв.	4		
	Общее кол-во определений	8		
	Среднее значение	4,8		
	Интервал изменений	0,01-21,1		

Коллекторские свойства охарактеризованные данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации данных ГИС приведенные в таблице 3 показывают, что близко и в целом по значения фильтрационно-емкостные свойства относятся к категории низкопроницаемых (IV класс по классификации Ханина).

Геолого-геофизическая характеристика и нефтенасыщенность пласта $Ю_1^{1-3}$ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Геолого-геофизическая характеристика и нефтенасыщенность пласта $Ю_1^{1-3}$

Параметры	Пласт $Ю_1^{1-3}$
1	2
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2406
Тип залежи	пластовая сводовая
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. $м^2$	63436
Средняя общая толщина, м	31,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	5,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,23
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	13,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,146
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,690
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,490
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,59
Проницаемость, 10^{-3} $мкм^2$	3,11
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,671
Расчлененность	7,0
Начальная пластовая температура, ^oC	104,7
Начальное пластовое давление, МПа	24,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,48
Плотность нефти в пластовых условиях, $т/м^3$	0,736
Плотность нефти в поверхностных условиях, $т/м^3$	0,832
Абсолютная отметка ГНК, м	-2327

Продолжение таблицы 4

Абсолютная отметка ВНК, м	-2384
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,351
Содержание серы в нефти, %	0,2
Содержание парафина в нефти, %	2,46
Давление насыщения нефти газом, МПа	16,8
Газовый фактор, $м^3/м^3$	216
Содержание сероводорода, %	-
Вязкость воды в пластовых условиях, $т/м^3$	0,4
Плотность воды в поверхностных условиях, $т/м^3$	1,02
Сжимаемость, $1/МПа \cdot 10^{-4}$	
– нефти	27,5
– воды	0,45
– породы	0,7
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,54

2.5 Свойства и состав пластовых флюидов

Нефть на Снежном месторождении была охарактеризована шестью глубинными пробами и двумя поверхностными пробами нефти в скважинах №131, 133, 135, 140 и 142.

Исследования свойств нефти Снежного месторождения пласта $Ю_1^{1-3}$ показали, что она является легкой (плотность лежит в диапазоне 832 – 840$кг/м^3$), маловязкой (вязкость нефти в поверхностных условиях изменяется в интервале 5,3 – 6,3 мПа·с), малосернистая (массовая доля серы 0,13 –0,22 %) и парафинистой (содержание парафинов 2,5 – 2,9 %). По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится к 1 классу и 1 типу. Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Параметры	131 $Ю_1^1 + Ю_1^2$	133 $Ю_1^1 + Ю_1^2$	135 $Ю_1^1 + Ю_1^2$
Плотность при 20°С, $кг/м^3$	832,3	838,2	838,6
Вязкость, мПа·с			

Продолжение таблицы 5

- при 20ºС	5,33	5,5	6,3
- при 50ºС	2,83	3,2	3,4
Температура застывания, ºС	-	-19,4	-19,6
Объемная доля воды, %	-	0,15	отс.
Массовое содержание, %	-		
- мех. примесей	-	0,06	0,14
- серы	0,19	0,13	0,22
- парафинов	2,54	2,94	-
- смол силикагелевых	7,52	5,34	5,57
- асфальтенов	0,46	0,19	0,04
Содержание, нмоль/г			
VO-порфиринов	-	следы	следы
Ni-порфиринов	-	отс.	отс.
Температура начала кипения, ºС	58	60	-
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %			
- до 100ºС	-	5	12
- до 150ºС	18,5	18,5	28
- до 200ºС	31,0	36	41
- до 250ºС	43,5	43,5	53
- до 300ºС	54,0	61	66
- до 350ºС	-	72	-

Исследование глубинных проб нефти производилось Центральной лабораторией Новосибирского геологического управления.

2.6 Запасы нефти

По данным ГИС, керну и результатам испытания (опробования) объектом подсчета являлся пласт $Ю_1^2$ наунакской свиты (верхняя юра) [4].

Категории запасов по залежам определены в соответствии с «Инструкцией ГКЗ».

Продуктивность пласта $Ю_1^2$ установлена в разрезах скважин №131, 132, 133, 135, где он был испытан. По материалам ГИС в разрезе этих скважин пласт полностью нефтенасыщен, в разрезе скважины № 134 он водонасыщен полностью.

Внешний и внутренний контур нефтеносности установлен по структурным картам кровли и подошвы пласта, построенных по кровле и

подошве первого и последнего проницаемого пропластка с использованием структурной карты по отражающему сейсмогоризонту IIа (подошва баженовской свиты) с внесением корректив по результатам бурения Подсчет запасов нефти и растворенного газа по категориям C_1 и C_2 производился раздельно для нефтяной (НЗ) и водонефтяной (ВНЗ) зон. Определение площадей, эффективных нефтенасыщенных толщин и объемов производилось по каждой из зон отдельно. Остальные подсчетные параметры приняты одинаковыми для всех зон.

Категория C_1

Площадь подсчета запасов нефти категории C_1 ограничена подсчетной границей на а.о. –2384 м (ВНК). В пределах площади находятся скважины №131,133,135.

Площадь нефтеносности для нефтяной зоны (НЗ) составляет 7480 тыс. $м^2$, объем коллекторов 63110 тыс. $м^3$, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 8,4 м. Площадь нефтеносности для нефтеводяной зоны (НВЗ) составляет 2100 тыс. $м^2$, объем коллекторов 10500 тыс. $м^3$, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 5,0 м.

Коэффициент открытой пористости по данным исследования керна равен 0,143, а по данным промысловой геофизики равен 0,139 поэтому в подсчет принята величина 0,14.

Коэффициент нефтенасыщенности принят по промысловой геофизике и составляет 0,61.

Плотность нефти в стандартных условиях принята по пробе из скважины 131 равной 0,832 $т/м^3$. Пересчетный коэффициент в связи с отсутствием исследования глубинных проб нефти пласта $Ю_1^2$ принят по аналогии с другими месторождениями имеющие схожие характеристики нефти и составляет0,84.

Отсюда балансовые запасы нефти составляют [5]:

Для нефтяной зоны $Q_{НБ} = 63110 \cdot 0,14 \cdot 0,61 \cdot 0,832 \cdot 0,84 = 3767$ тыс. т.

Для водонефтяной зоны $Q_{НБ} = 10500 \cdot 0,14 \cdot 0,61 \cdot 0,832 \cdot 0,84 = 627$ тыс. т.

В целом по категории C_1 $Q_{НБ}$ =73610 · 0,14 · 0,61 · 0,832 · 0,84 =

= 4394 тыс. т.

Коэффициент нефтеизвлечения принят равным 0,25 по следующим причинам. Во-первых, по аналогии с месторождениями Томской области, имеющими схожее геологическое строение. Во-вторых, при первоначальном подсчете запасов (протокол ЦКЗ январь 1886г.) предлагаемая авторами величина КИН - 0.25 была уменьшена до 0,20 по причине низких дебитов нефти из коллекторов с плохими фильтрационно-емкостными характеристиками. Проведенные спустя 20 лет испытания скважин с применением гидроразрывов пластов показали, что при современных технологиях становится вполне рентабельной разработка залежей с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов.

Извлекаемые запасы нефти составили [5]:

Для нефтяной зоны $Q_{и}$ = 3765 · 0,25 = 942 тыс. т.

Для нефтяной зоны $Q_{и}$ = 627 · 0,25 = 157 тыс. т.

В целом по категории $C_1Q_{и}$ = 4394 · 0,25 = 1099 тыс. т.

Для подсчета запасов растворенного газа величина газового фактора была принята равной 65,9 $м^3$/т, как средняя по результатам исследования в скв №131 и 133

Разведанные запасы газа в целом по категории C_1 составили:

$Q_{ГБ}$ = 1099 · 65,9 = 289 млн. $м^3$

Извлекаемые запасы газа в целом по категории C_1 составили:

$Q_{ГИ}$ = 1099 · 65,9 = 72 млн. $м^3$

Категория C_2

Запасы категории C_2 оценивались в пределах условно принятого контура нефтеносности на а.о. –2384 м и границ запасов категории C_1.

Площадь нефтеносности для нефтяной зоны (НЗ) составляет 6310 тыс. $м^2$, объем коллекторов 29970 тыс. $м^3$, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 4,7 м. Площадь нефтеносности для нефтеводяной зоны (НВЗ)

составляет 17800 тыс. $м^2$, объем коллекторов 71800 тыс. $м^3$, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 4,0 м.

Все остальные подсчетные коэффициенты приняты по аналогии с категорией $С_1$

Отсюда разведанные запасы нефти составляют [5]:

Для нефтяной зоны $Q_{НБ} = 29970 \cdot 0,14 \cdot 0,61 \cdot 0,832 \cdot 0,84 = 1789$ тыс. т.

Для нефтеводяной зоны $Q_{НБ} = 41830 \cdot 0,14 \cdot 0,61 \cdot 0,832 \cdot 0,84 =$

$=2496$ тыс. т.

В целом по категории $С_1$ $Q_{НБ} = 71800 \cdot 0,14 \cdot 0,61 \cdot 0,832 \cdot 0,84 =$

$= 4285$ тыс. т.

Извлекаемые запасы нефти составили [5]:

Для нефтяной зоны $Q_{и} = 1789 \cdot 0,25 = 447$ тыс. т.

Для нефтяной зоны $Q_{и} = 2496 \cdot 0,25 = 624$ тыс. т.

В целом по категории $С_1$ $Q_{и} = 4285 \cdot 0,25 = 1071$ тыс. т.

Разведанные запасы газа в целом по категории $С_1$ составили:

$Q_{ГБ} = 4285 \cdot 65,9 = 282$ млн. $м^3$.

Извлекаемые запасы газа в целом по категории $С_1$ составили:

$Q_{ГИ} = 1071 \cdot 65,9 = 70$ млн. $м^3$.

В целом по месторождению по категории $С_1$+$С_2$ запасы (геологические/извлекаемые) нефти составляют 8679 / 2170 тыс. т., запасы газа составляют 571 /142 млн. $м^3$.

Подсчетные параметры и запасы по категориям приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Таблица подсчета запасов нефти и газа по пласту $Ю_1^2$ Снежного месторождения [5].

Пласт	Категория запасов	Зона	Подсчетные параметры									Начальные запасы нефти, тыс. тонн		Начальные запасы газа, млн. $м^3$	
			Площадь	Толщина	Объем	Пористость	Нефтенасыщенность	Удельный вес	Пересчетный коэф.	Газовый фактор	КИН				
			тыс. $м^2$	м	тыс. $м^3$	д.е.	д.е.	$т/м^3$	д.е.	$м^3/т$	д.е	балан.	извл.	балан.	извл.
$Ю_1^2$	C_1	НЗ	7480	8,8	63110	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	3767	942	248	62
		ВНЗ	2100	5,0	10500	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	627	157	41	10
		всего	9530	7,7	73610	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	4394	1099	289	72
	C_2	НЗ	6310	4,7	29970	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	1789	447	118	29
		ВНЗ	11490	3,6	41830	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	2496	624	164	41
		всего	17800	4,0	71800	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	4285	1071	282	70
	C_1+C_2											8679	2170	571	142

3. Технологическая часть

3.1 Характеристика фонда скважин

На дату 01.01.2015 г. общий фонд скважин на Снежном месторождении составил 37 скважин, их них 22 добывающих, 11 нагнетательных, 8 из которых в отработке на нефть, 3 в ликвидации и 1 водозаборная (табл. 7).

Таблица 7 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2015 г.

	Характеристика скважин	Количество скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено	25
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	25
	В том числе:	
	Действующие	18
	из них: фонтанные	7
	ЭЦН	13
	ШГН	
	газлифт	
	Бездействующие	1
	В освоении после бурения	
	В консервации	
	Наблюдательные	
	Переведены под закачку	1
	Переведены на другие горизонты	
	В ожидании ликвидации	
	Ликвидированные	3
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	11
	Возвращено с других горизонтов	
	Всего	11
	В том числе:	
	Под закачкой	2
	Бездействующие	1

Продолжение таблицы 7

	В освоении	
	В консервации	
	В отработке на нефть	8
	Переведены на другие горизонты	
	В ожидании ликвидации	
	Ликвидированные	
Фонд водозаборных скважин	Пробурено	1

Из данной характеристики фонда скважин видно состояние реализации, где было пробурено 22 добывающих скважин (скв. 133 и 135 не учитывались, так как были пробурены ранее на поисково-разведочном тапе) и 11 нагнетательных скважин. Таким образом, проектный фонд скважин практически полностью реализован.

Как мы видим из характеристики фонда основная часть добычи приходится на механизированный способ извлечения углеводородов, а именно эксплуатация установками погружных электроцентробежных насосов (65% от всего фонда добывающих скважин).

3.2 Выбор и обоснование способа эксплуатации

Подбор способов добычи нефти на месторождении производился, исходя из предполагаемых физико-химических свойств нефти и оценочных геолого-физических характеристик объекта разработки.

Дальнейшие расчеты будут проводиться на основе данных скважины №140, т. е. данных по пласту и пластовому флюиду в данной скважине на дату 09.04.2019 г.

Как было сказано ранее свойства нефти Снежного месторождения показали, что она является легкой (плотность лежит в диапазоне 832 – 840кг/м^3), маловязкой (вязкость нефти в поверхностных условиях изменяется в интервале 5,3 – 6,3 мПа·с), малосернистая (массовая доля серы 0,13 –0,22 %),

парафинистой (содержание парафинов 2,5 – 2,9 %). Также имеет высокое газосодержание 144,4 $м^3$/т.

Данные свойства нефти могут оказывать негативное влияние и создавать определенные сложности в процессе эксплуатации основного фонда механизированным методом добычи такие как: запарафинивание лифтовых труб, арматуры, наземных коммуникаций; вредным влиянием газа; выносом механических примесей и др [7].

Для выбора рентабельного способа эксплуатации необходимо учитывать [8]:

– соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;

– соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;

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

Исходные данные к расчетам:

1. Глубина скважины $L_с$, м – 2962;
2. Расстояние до верхних отверстий перфорации H, м – 2884;
3. Внутренний диаметр обсадной колоны $D_{вн}$, мм – 150,2;
4. Ожидаемый дебит жидкости $Q_{пл}$, $м^3$/сут – 40;
5. Плотность газожидкостной смеси $\rho_{см}$, кг/$м^3$ – 792,2;
6. Динамическая вязкость нефти при н.у. μ, мПа·с – 2,72;
7. Пластовое давление $P_{пл}$, МПа – 21,2;
8. Давление насыщения $P_{нас}$, МПа – 19,3;
9. Буферное давление $P_б$, МПа – 0,8;
10. Затрубное давление $P_з$, МПа – 0,7;
11. Коэффициент продуктивности скважины $K_{прод}$, $м^3$/МПа·сут – 8,71;
12. Объемный коэффициент нефти B – 1,55;
13. Обводенность продукции скважины n – 0.4;

14. Газовый фактор G, м^3/м^3 – 392;

15. Температура газожидкостной смеси в пласте $T_{пл}$, ºС – 103,3.

Расчет условий фонтанирования:

Расчет фонтанного способа добычи показывает естественные энергетические ресурсы залежи, способствующие подъему жидкости на поверхность. Произведем расчет высоты поднятия жидкости за счет энергии пласта [7]:

$$L = \frac{P_{нас} - P_y}{2 \cdot \rho \cdot g} + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\left(\frac{P_{нас} - P_y}{\rho \cdot g}\right)^2 + \frac{326{,}03 \cdot (P_{нас} - P_y) \cdot G_{эф} \cdot d^{0.5}}{\rho \cdot g} \cdot \lg\left(\frac{P_{нас}}{P_y}\right)} \qquad (1)$$

где, L - высота подъема жидкости за счет энергии свободного газа (в лифте), м;

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа

P_y – давление на устье скважины (принятое за буферное), МПа;

ρ – плотность жидкости, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения м/с^2;

d – внутренний диаметр НКТ 73 мм, который равен 62 мм, м;

$G_{эф}$ – эффективный газовый фактор который равен 52,2 м^3/т.

Подставляя все значения в формулу (3.1) получим высоту подъема жидкости за счет энергии свободного газа в лифте равную L=2505 м.

Далее рассчитаем минимальное забойное давление по формуле:

$$P_{з\,min} = P_{нас} + (L_c - L) \cdot \rho \cdot g = 19{,}3 \cdot 10^6 + (2962 - 2505) \cdot 792{,}2 \cdot$$
$$\cdot 9{,}81 = 22{,}85 \cdot 10^6 \text{ Па} = 22{,}85 \text{ МПа} \qquad (2)$$

где L_c – глубина скважины, м.

Подставляя данные получаем минимальное значение забойного давление равное $P_{з\,min}$ = 22,85 МПа.

Произведенные расчеты показывают, что высота подъема жидкости меньше глубины скважины, а также значение минимального пластового давления не должно быть больше данного пластового, следовательно, условия

фонтанирования не соблюдаются. Поэтому необходимо эксплуатировать скважину с помощью установки УЭЦН.

3.3 Расчет подбора УЭЦН

Так как проделанные расчеты показывают, что скважина не будет фонтанировать, произведем расчет подбора УЭЦН. Для оптимальной работы насоса требуется правильный подбор каждого узла насосной установки. При подборе оборудования следует учитывать постоянно меняющиеся параметры скважины, пласта и отбираемого флюида. Для предотвращения проблем в эксплуатации делается упор на выбор надежного и современного оборудования для добычи, увеличения межремонтного периода, и как следствие из этого снижения капитальных затрат.

Подбор УЭЦН для скважины необходимо проводить в следующие этапы:

– определение забойного давления и потенциальной производительности скважины; определение глубины установки насоса, требуемой для достижения заданной производительности;

– определение объемов жидкости и газа, на приеме насоса;

– определение требуемого напора насоса на заданной глубине;

– выбрать тип насоса при заданной производительности и выбранной величине напора, который будет иметь максимальную эффективность и КПД при требуемом расходе;

– подобрать оптимальные типозармеры и оборудование к выбранному насосу: двигатель, гидрозащиту и кабеля, проверить ограничения, связанные с оборудованием [8].

Подбор УЭЦН

1. Определяем величину забойного давления, при котором будет обеспечивается заданный дебит ($Р_{заб}$, МПа):

$$Р_{заб} = Р_{пл} - \frac{Q_{пл}}{К_{прод}} = 21{,}2 \cdot 10^{6} - \frac{40}{8{,}71 \cdot 10^{-6}} = 16{,}6 \text{ МПа} \qquad (3)$$

2. Рассчитываем глубину расположения динамического уровня при заданном дебите ($Н_{дин.верт}$, м.):

$$Н_{дин.верт} = L_{скв} - \frac{Р_{заб} - Р_з}{\rho \cdot g} = 2962 - \frac{(16{,}6 - 0{,}7) \cdot 10^6}{792{,}2 \cdot 9{,}81} = 916{,}06 \text{ м.} \quad (4)$$

Определим *cos* угла отклонения ствола скважины по вертикали:

$$\cos \alpha = \frac{Н}{L_{скв}} = \frac{2884}{2962} = 0{,}974 \quad (5)$$

Динамический уровень в стволе скважины равен ($Н_{дин}$, м.):

$$Н_{дин} = \frac{Н_{дин.верт}}{\cos \alpha} = \frac{916{,}06}{0{,}974} = 940{,}8 \text{ м.} \quad (6)$$

3. Определяем давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое ($Р_{пр}$,МПа):

$$Р_{пр} = (1 - Г) \cdot Р_{нас} = (1 - 0{,}1) \cdot 19{,}3 \cdot 10^6 = 17{,}37 \text{ МПа} \quad (7)$$

где Г – - процент свободного газа на входе в радиальную ступень насоса, не должен превышать значение 0,1.

4. Расчет глубины подвески насоса производится по формуле ($L_{подв}$, м.):

$$L_{подв} = Н_{дин} + \frac{Р_{пр}}{\rho \cdot g} = 940{,}8 + \frac{17{,}37 \cdot 10^6}{792{,}2 \cdot 9{,}81} = 2620{,}1 \text{ м.} \quad (8)$$

5. Объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос ($В_{об}$, доли ед.):

$$В_{об} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (В - 1) \cdot \sqrt{\frac{Р_{пр}}{Р_{нас}}}\right] = 0{,}4 + (1 - 0{,}4) \cdot \left[1 +$$

$$+ (1{,}55 - 1) \cdot \sqrt{\frac{17{,}4 \cdot 10^6}{19{,}3 \cdot 10^6}}\right] = 1{,}3 \quad (9)$$

6. Дебит жидкости на входе в насос с учетом объемного коэффициента жидкости ($Q_{пр}$, м^3/сут.):

$$Q_{пр} = Q_{пл} \cdot В_{об} = 40 \cdot 1{,}3 = 52{,}53 \ {}^{м^3}/_{сут} \quad (10)$$

7. Объемное количество свободного газа на входе в насос ($G_{пр}$, м^3/м^3):

$$G_{пр} = G \cdot \left[1 - \left(\frac{Р_{пр}}{Р_{нас}}\right)\right] = 392 \cdot \left[1 - \left(\frac{17{,}4 \cdot 10^6}{19{,}3 \cdot 10^6}\right)\right] = 38{,}6 \ \frac{м^3}{м^3} \quad (11)$$

8. Газосодержание на входе насоса ($\beta_{вх}$, доли ед.):

$$\beta_{вх} = \frac{1}{\frac{(1+P_{пр}\cdot 10^{-6})\cdot B_{об}}{G_{пр}}+1} = \frac{1}{\frac{(1+17,4)\cdot 1,3}{38,6}+1} = 0,62 \quad (12)$$

9. Определение расхода газа на входе насоса ($Q_{г.пр}$, м^3/с):

$$Q_{г.пр} = \frac{Q_{пр}\cdot(1-\beta_{вх})}{\beta_{вх}} = \frac{52,53\cdot(1-0,62)}{0,62} = 32,2\,\frac{м^3}{сут} = 0,373\cdot 10^{-3}\,\frac{м^3}{с} \quad (13)$$

10. Приведенная скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос вычисляется по формуле ($C_г$, м/с):

$$C_г = \frac{Q_{г.пр}}{f_{скв}} \quad (14)$$

где $f_{скв}$ - площадь сечения скважины на приеме насоса, м^2.

$$f_{скв} = \frac{\pi}{4}\cdot[(D_{вн}\cdot 10^{-3})^2 - (d_{нас}\cdot 10^{-3})^2] \quad (15)$$

где $d_{нас}$ – внешний диаметр корпуса насоса, который для типоразмера габарита насоса 5 – равен 122 мм.

$$f_{скв} = \frac{\pi}{4}\cdot[(150,2\cdot 10^{-3})^2 - (122\cdot 10^{-3})^2] = 6,03\cdot 10^{-3} м^2$$

По формуле (3.14) находим приведенную скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

$$C_г = \frac{Q_{г.пр}}{f_{скв}} = \frac{0,373\cdot 10^{-3}}{6,03\cdot 10^{-3}} = 0,06\,\frac{м}{с}$$

11. Определение истинного газосодержания на входе в насос (φ, доли ед.):

$$\varphi = \frac{\beta_{вх}}{1+\frac{C_п}{C_г}\cdot\beta_{вх}} = \frac{0,62}{1+\frac{0,02}{0,06}\cdot 0,62} = 0,514 \quad (16)$$

где $C_п$ – скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины ($C_п$ = 0,02 м/с, при n < 0,5)

12. Определяем работу газа на участке «забой-прием насоса» ($P_{г1}$, МПа):

$$P_{г1} = P_{нас}\cdot\left(\frac{1}{1-0,4\cdot\varphi} - 1\right) = 19,3\cdot 10^6\cdot\left(\frac{1}{1-0,4\cdot 0,514} - 1\right) = 5\cdot 10^6 \text{ Па} =$$

$$= 5 \text{ МПа} \quad (17)$$

13. Определяем работу газа на участке «нагнетание насоса-устье скважины»:

Для расчета работы газа необходимо знать: объемное количество свободного газа на устье, объемный коэффициент жидкости, а также газосодержание и истинное газосодержание у устья скважины.

Объемное количество газа на устье ($G_{буф}$, м^3/м^3):

$$G_{буф} = G \cdot \left(1 - \frac{Р_б}{Р_{нас}}\right) = 392 \cdot \left(1 - \frac{0{,}8 \cdot 10^6}{19{,}3 \cdot 10^6}\right) = 375{,}75 \frac{м^3}{м^3} \quad (18)$$

Объемный коэффициент жидкости у устья ($В_{об.буф}$, доли ед.):

$$В_{об.буф} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (В - 1) \cdot \sqrt{\frac{Р_б}{Р_{нас}}}\right] = 0{,}4 + (1 - 0{,}4) \cdot \left[1 +$$

$$+ (1{,}55 - 1) \cdot \sqrt{\frac{0{,}8 \cdot 10^6}{19{,}3 \cdot 10^6}}\right] = 1{,}07 \quad (19)$$

Газосодержание у устья скважины ($\beta_{буф}$, доли ед.):

$$\beta_{буф} = \frac{1}{\frac{(1 + Р_б \cdot 10^{-6}) \cdot В_{об.буф}}{G_{буф}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1 + 0{,}8) \cdot 1{,}07}{375{,}75} + 1} = 0{,}995 \quad (20)$$

Истинное газосодержание у устья скважины (φ, доли ед.):

$$\varphi_{буф} = \frac{\beta_{буф}}{1 + \frac{С_п}{С_г} \cdot \beta_{буф}} = \frac{0{,}995}{1 + \frac{0{,}02}{0{,}06} \cdot 0{,}995} = 0{,}75 \quad (21)$$

Расчет работы газа у устья скважины ($Р_{г2}$, МПа):

$$Р_{г2} = Р_{нас} \cdot \left(\frac{1}{1 - 0{,}4 \cdot \varphi_{буф}} - 1\right) = 19{,}3 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1 - 0{,}4 \cdot 0{,}75} - 1\right) = 8{,}3 \cdot 10^6 Па =$$

$$= 8{,}3 \text{ МПа} \quad (22)$$

14. Определяем потребное давление насоса ($Р_{пот}$, МПа):

$$Р_{пот} = \rho \cdot g \cdot L_{подв} + Р_б - Р_{г1} - Р_{г2} = 792{,}2 \cdot 9{,}81 \cdot 2620{,}1 + 0{,}8 \cdot 10^6 -$$

$$- 5 \cdot 10^6 - 8{,}3 \cdot 10^6 = 7{,}86 \cdot 10^6 \text{ Па} = 7{,}86 \text{ МПа} \quad (23)$$

15. Определение требуемого напора насоса ($Н_{тр}$, м.):

$$Н_{тр} = \frac{Р_{пот}}{\rho \cdot g} = \frac{7{,}86 \cdot 10^6}{792{,}2 \cdot 9{,}81} = 1011{,}4 \text{ м.} \quad (24)$$

Далее для подбора оптимальных рабочих узлов и типоразмера УЭЦН, в частности погружного электроцентробежного насоса расчетные показатели загружаются в программу «NovometSel-Pro». Данная программа для подбора погружных установок вычисляет зависимости физических свойств добываемой жидкости от обводненности, газосодержания, температуры и характеристик

нефти системы «пласт-скважина-установка». Функциональные способности данной программы нацелены на выбор установок в расчете на максимальный КПД, расчета вывода на режим, расчет обсадных колон и НКТ, расчет работы УЭЦН в осложненных условиях.

Из расчета данной программы оптимальным насосом является – ЭЦН ВНН5-44-2100. Основные характеристики данного насоса:

Подача	$Q = 44 \frac{м^3}{сут}$
Напор	$Н = 2100$ м.
Коэффициент полезного действия	$\eta = 0{,}22$
Количество ступеней насоса	$Z = 384$

Полная компоновка УЭЦН по результатам подбора программы «NovometSel-Pro» представлена на рисунке 4.

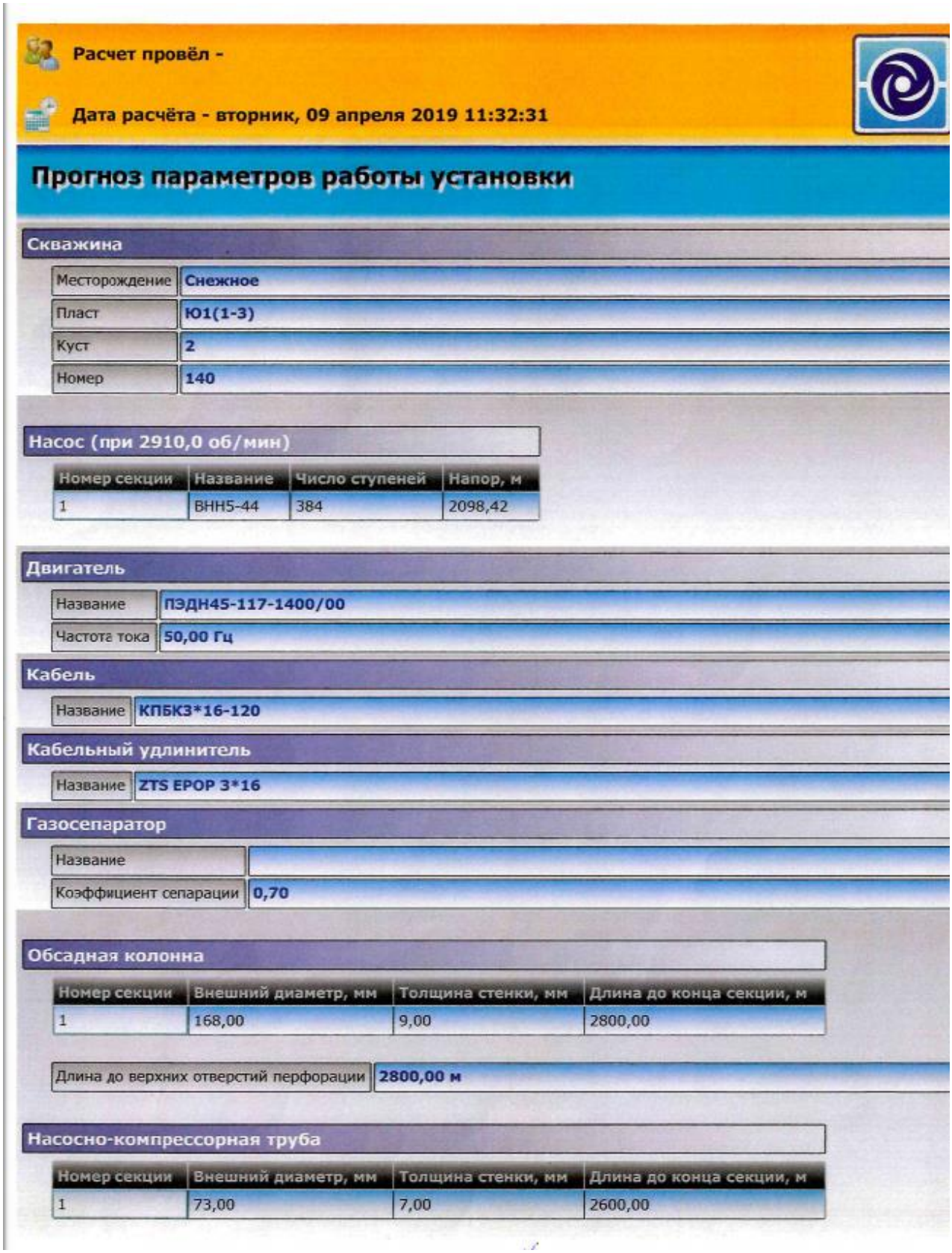

Рисунок 4 – Компоновка УЭЦН по результатам подбора программы «NovometSel-Pro»

Также был проведен расчет потребляемой мощности насоса и КПД для данных условий работы оборудования (рис. 5).

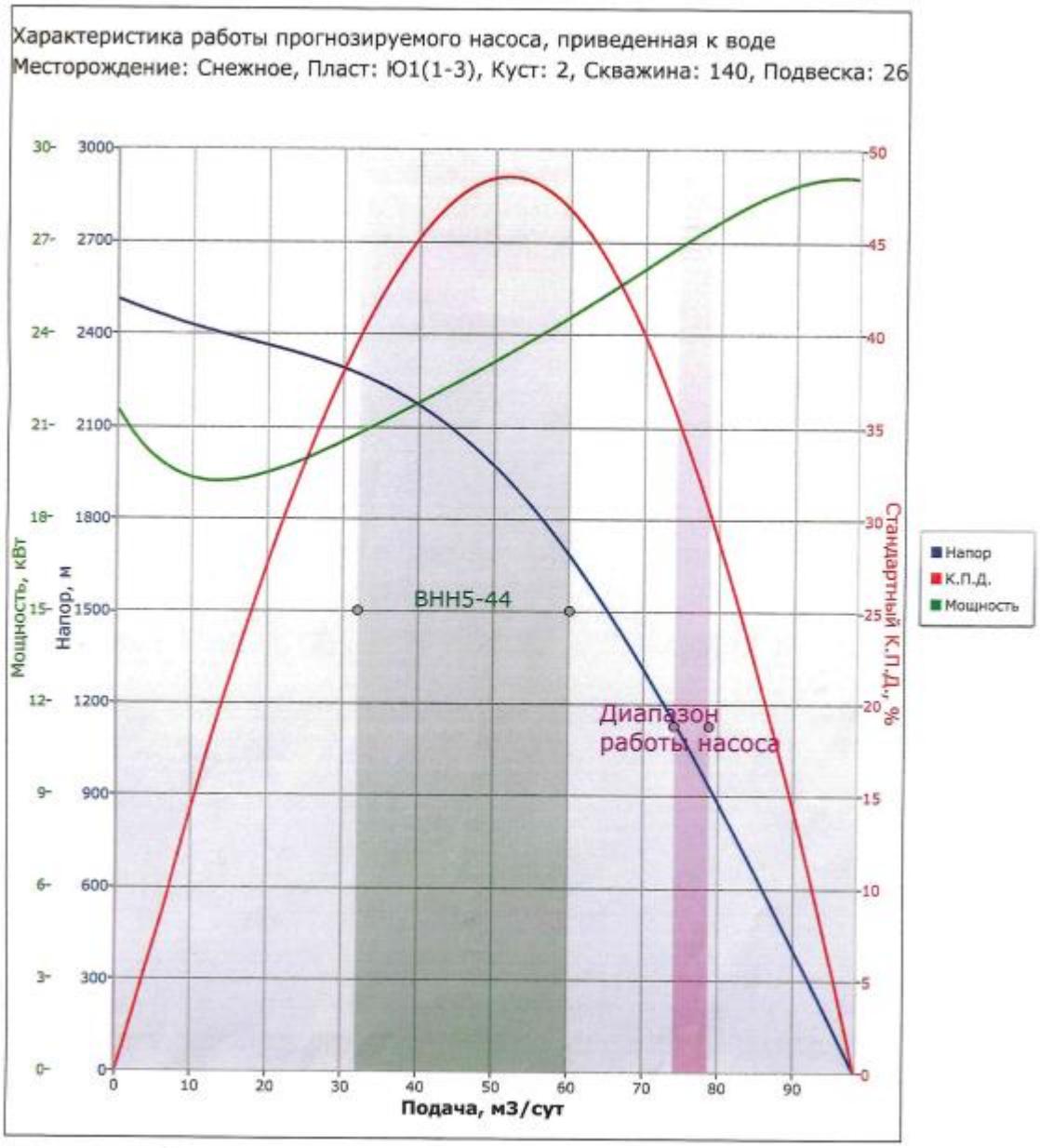

Рисунок 5 – Напорно-расходная характеристика насоса

3.4 Установка УЭЦН

Электроцентробежная насосная установка – это комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины. Подъем жидкости из скважины осуществляется за счет работы электроцентробежного насоса (рис. 6). В состав установки ЭЦН входит термоманометрическая система типа ТМСП, погружного узла насосного агрегата (ПЭД, гидрозащита, входной модуль с газосепаратором и электроцентробежный насос), колоны насосно компрессорных труб, устьевой арматуры и наземного электрооборудования (станции управления, клемной коробки и трансформатора).

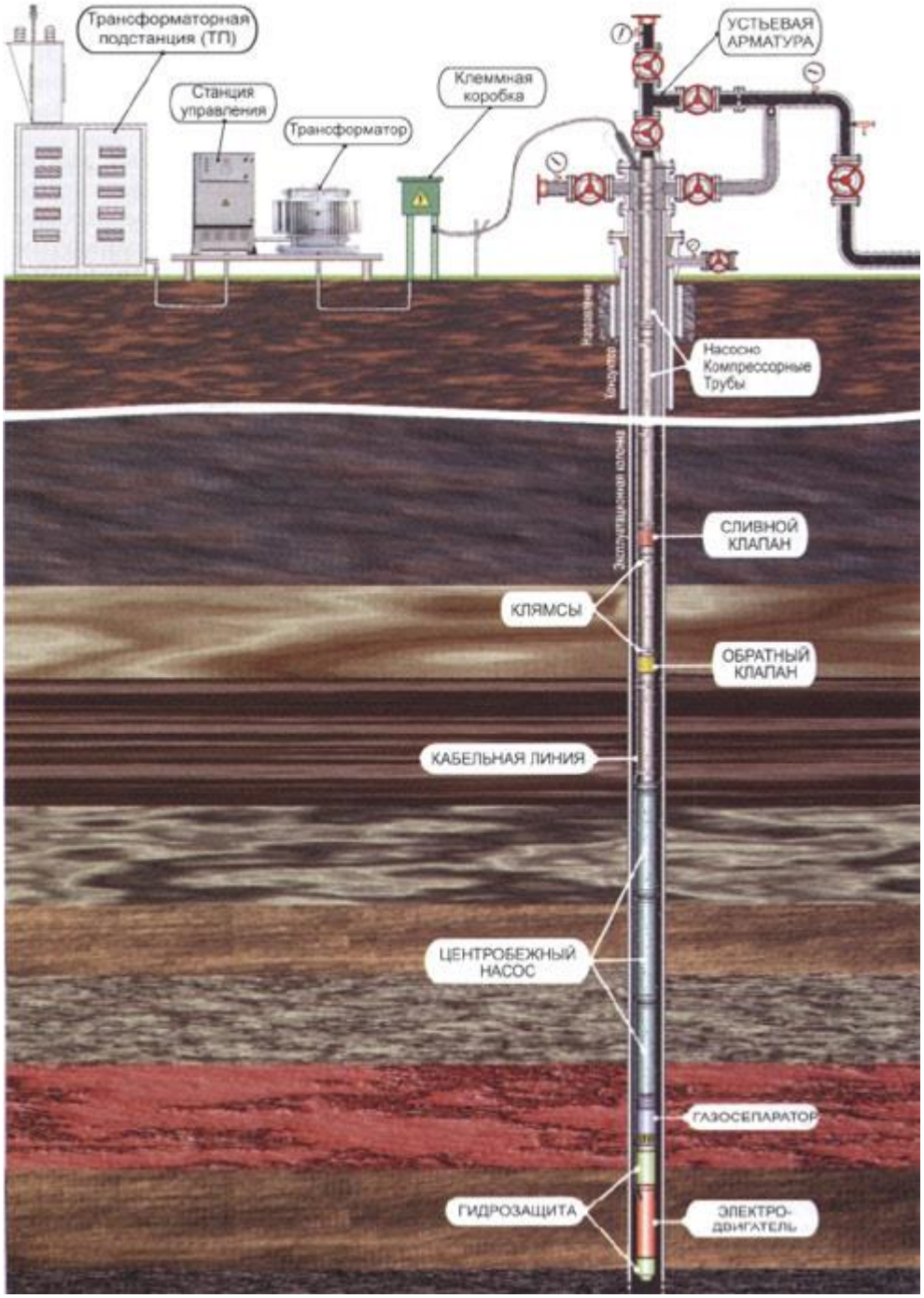

Рисунок 6 – Состав установки УЭЦН

Физический принцип работы данного насоса основан на сообщении определенной кинетической энергии от вращающегося на валу рабочего колеса (рис. 7), имеющего полые каналы, к потоку движущейся жидкости, которая в результате получения ускорения движется вверх вдоль стенок направляющего аппарата.

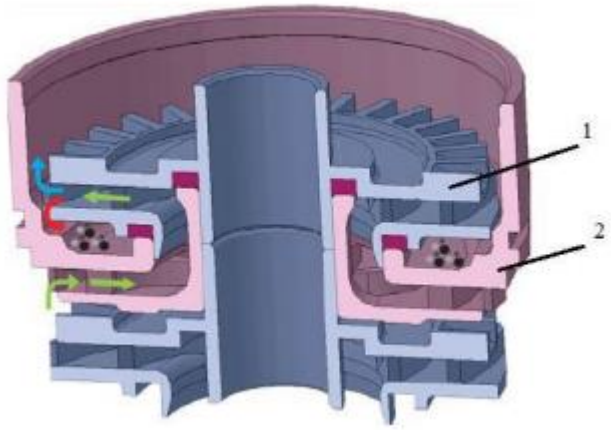

Рисунок 7 – рабочая ступень ЭЦН: 1 – рабочее колесо; 2 – направляющий аппарат.

Затем жидкость последовательно поступает в следующий направляющий аппарат и рабочие колесо, приобретая новую порцию кинетической энергии. Рабочая пара колесо – направляющий аппарат называется ступенью ЭЦН. Ступени (рис. 8) расположены в секциях ЭЦН. Жидкость в секции попадает через приемную сетку газосепаратора.

Рисунок 8 – Секция ЭЦН

Таким образом, при подъеме жидкости происходит превращение кинетической энергии движения жидкости, в потенциальную энергию столба этой жидкости. После прохождения секций ЭЦН жидкость через обратный и спускной клапаны попадает в НКТ и движется по ней вверх, до устья скважины. Источником вращательного движения вала, на который насажены рабочие колеса, и все остальные вращающиеся элементы установки, является погружной асинхронный трехфазный электродвигатель. Управление асинхронным двигателем осуществляется при помощи находящейся на поверхности станции управления. Ток к двигателю подается через кабельную линию с поверхности.

Для контроля ряда технологических параметров скважин, оборудованных УЭЦН, и защиты основных погружных узлов установки от аномальных режимов работы используют термоманометрическую систему типа ТМСП.

Скважный преобразователь давления типа ТМС использует в качестве линии связи и электропитания силовую сеть питания (силового кабеля) погружного электродвигателя. Он выполнен в форме цилиндрического герметичного контейнера, размещаемой в нижней части узла установки УЭЦН и подключенного к нулевой точке статорной обмотки.

Погружной электродвигатель – это один из основных узлов установки УЭЦН для добычи пластовой жидкости. Представляет собой трехфазный асинхронный электродвигатель с ротором, Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена жидким маслом – диэлектриком, служащим для смазки и охлаждения двигателя.

Вал двигателя приводят во вращение с помощью подачи электроэнергии по кабелю, тем самым вращая вал насоса через шлицевую муфту. Для герметичного фланцевого соединения с гидрозащитой применяют резиновые кольца.

Гидрозащита – предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Компенсатор служит для компенсации потерь масла в электродвигателе при спуске оборудования и его температурных расширений в процессе работы. Гидрозащита находится между приемным (входным) модулем УЭЦН и погружным электродвигателем.

Входной модуль – служит для приема и грубой очистки добываемой жидкости, в том числе от пропанта, размер улавливаемых частиц варьируется от размеров ячеек фильтро-элемента и подбирается для конкретных условий работы скважины.

Газосепаратор. Служит для устранения вредного влияния свободного газа на приемной сетке насоса. Принцип работы газосепаратора основан на прижатии жидкой фазы к стенкам (центробежной силы) и отделения газовой фазы от жидкой. Газ удаляется в межтрубное пространство.

Применяют газосепаратор при газосодержании от 25 – 55 %, а при 55 – 68 % газосепаратор диспергатор.

Станция управления – предназначена для питания с поверхности по кабельной линии через повышающий трансформатор электроэнергией погружной электродвигатель. Станция управления является узлом контрольно-измерительной аппаратуры и автоматики, которая отключает электродвигатель при аварийных режимах работы.

Трехфазные силовые масляные трансформаторы серии ТМПН, с первичным напряжение 0,3 кВ предназначены для преобразования электроэнергии в составе электроустановок, питания погружных электродвигателей добычи нефти в условиях умеренного и холодного климата.

3.5 Влияние свободного газа на работу УЭЦН

Влияние наличия свободного газа на приеме насоса отрицательно сказывается на работе установки. Основным фактором, влияющими на работу насоса, является уровень газосодержания. Увеличение уровня газосодержания приведет к снижению напорных характеристик насоса и, соответственно, к нарушению режима работы установки (рис. 9) [10].

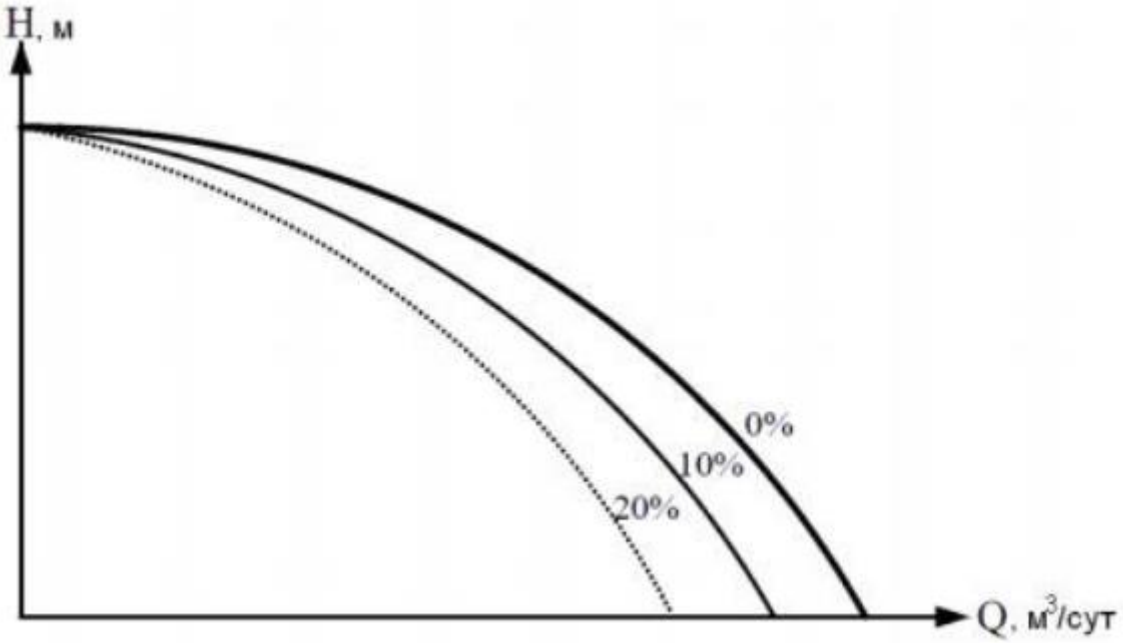

Рисунок 9 – Влияние количества газосодержания на напорно-расходную характеристику насоса

Этот эффект напрямую способствует снижению расхода насоса, снижению эффективности, перегреву погружного электродвигателя и риску срыва подачи. Из-за растворенного газа в жидкости на первых ступенях насоса увеличивается объем проводимой смеси, которая в свою очередь забирает часть энергии, потребляемую насосом для растворения пузырьков газа в нефти. При этом данная энергия способствует подъему жидкости на поверхность в НКТ. В рабочей ступени, состоящей из рабочих колес и направляющих аппаратов, в следствии высокого газосодержания образуются газонаполненные полости – каверны, которые не участвуют в потоке газожидкостной смеси, и в свою очередь, приводят к нарушению энергообмена насоса с перекачиваемой жидкостью и уменьшению пропускной способности каналов насоса. Насос начинает работать в так называемом режиме искусственной кавитации, что может привести к возникновению срыва подачи насоса [10].

Наличие избытка свободного газа в затрубном пространстве между НКТ и обсадной колонной влечет за собой повышение температуры корпуса насоса, уменьшение полезного объема жидкости на ступени насоса и уменьшение динамического уровня в кольцевом, межтрубном пространстве скважины [10].

Поскольку газовый фактор пластовой нефти Снежного месторождения достаточно высокий – составляет в среднем 144,4 $м^3$/т, и проектный уровень забойного давления 16,6 МПа ниже давления насыщения 19,3 МПа, содержание свободного газа на приеме насоса может превышает предельно допустимые технические характеристики ЭЦН (25%), поэтому для нормализации работы ЭЦН необходимо применение газосепараторов-диспергаторов.

Также не исключен риск возникновения гидратов. Их образование может происходить из-за остановки скважины и связанного с этим охлаждения жидкости, наличия влаги в пластовом флюиде и наличия свободной газовой фазы в зонах, превышающих давление нефтенасыщения нефти. Образование гидратов чаще всего происходит в верхней части насосно-компрессорных труб и в зоне выше динамического уровня в кольцевом пространстве скважины. Присутствие гидратных пробок может привести к перекрытию межтрубного пространства и снижению скорости потока жидкости, вплоть до полного прекращения подачи установки [9].

Для снижения рисков образования гидратов достаточно поддержание безгидратного режима эксплуатации. Для этого режима достаточно поддержания на устье температуры газа 25-30 ^{0}С и давления в стволе скважины ниже 50 МПа. Для более точного определения безгидратных режимов сопоставляют фактические показатели (давление, температура) с условиями гидратообразования для газа данного состава.

3.6 Методы снижения влияния газосодержания на работу насосной установки

Погружные установки электроцентробежных насосов наряду с добычей пластовой жидкости откачивают и газ. Как известно при добыче газожидкостной смеси эффективность работы УЭЦН падает, в сравнении с работой насоса в однофазной среде. Тем самым следует, что необходимо принять меры по уменьшению количества газосодержания на приеме насоса.

Для этого предлагаю следующие пути решения:

1. Уменьшить количество свободного газа на приеме насоса можно достигнуть путем углубления его под динамический уровень.

В таком случае появляются дополнительные экономические затраты на насосно-компрессорные трубы, большее количество электрического кабеля и увеличение нагрузки на НКТ.

2. Применение на входном участке насоса газосепаратора-диспергатора, для повышения однородности ГЖС.

Рассмотрим эффективность его применения:

Газосепараторы-диспергаторы устанавливаются на входе насоса вместо газосепараторов или диспергаторов в скважинах, с особо высоким газовым фактором, где применение ни газосепаратора, ни диспергатора не обеспечивают стабильной работы погружного центробежного насоса.

Принцип работы блока газосепаратора основан на прижатии жидкой фазы к стенкам (центробежной силы) и отделения газовой фазы от жидкой, где газ удаляется в межтрубное пространство. Остаточное количество газа поступает в диспергатор. Диспергатор предназначен для повышения однородности ГЖС. При прохождении потока ГЖС диспергатор измельчает газовые включения в пластовой жидкости (подготавливает однородную смесь), для дальнейшей подачи ее на вход насоса. Благодаря этому улучшается эффективность работы установки: увеличение КПД насоса и уменьшение газонаполненных полостей, не участвовавших в потоке ГЖС и снижающих пропускную способность секций насоса.

По данным подбора программы «NovometSel-Pro» был выбран газосепаратор-диспергатор ГДН5-250-17.11/003, с диапазоном подач 25–250 $м^3$/сут. Данный сепаратор удовлетворяет всем расчетным показателям и обеспечит стабильную работу погружной установки.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Смоляку Максиму Андреевичу

Школа	Инженерная школа природынх ресурсов	**Отделение школы (НОЦ)**	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	**Направление**	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Стоимость работ по внедрения устройства «Фильтра механических примесей» на Снежном месторождении*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)*	*Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятий применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов*
2. *Составление бюджета инженерного проекта (ИП)*	*Планирование затрат на установку погружных фильтров производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы*
3. *Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования*	*Анализ эффективности применения погружных фильтров механических примесей на Снежном месторождении происходит на основании расчета показателя экономической эффективности, что связано с определением финансовой эффективности и ресурсоэффективности*
Перечень графического материала	
1. *Расчетные формулы* 2. *Таблицы:* – *Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования* – *Исходных данные для расчета экономических показателей*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Смоляк Максим Андреевич		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В работе рассматривается принцип работы УЭЦН. При работе насосов в условиях Западной Сибири основная проблема при эксплуатации – это большая концентрация механических примесей и засорение рабочих органов насоса. Решением данной проблемы может стать установка на прием насоса погружного фильтра (сепаратора механических примесей). Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия будет увеличение межремонтного периода скважин и как следствие дополнительная добыча нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Так как проектируемое мероприятие по установке фильтра на прием УЭЦН проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 –Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	20	20
Средняя наработка на отказ, сут.	148	234
Средняя продолжительность ремонта, час	124	124
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300	469300
Затраты на приобретение фильтра ПСМ5-114, руб./ед.	0	276000

Таблица 9 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	15709,7
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	51
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	15
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДПИ*	руб./т	857
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	5867,9
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	35
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	904,7
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	142,91
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	57,26
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	912
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	61
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	50

* по данным на 2016 год

** средневзвешенный за 2016 год

4.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти ($\Delta Q_н$) от оборудования скважин погружным фильтром механических примесей вычислим согласно РД 39-0147035-202-86 «Методические указания по определению экономической эффективности в нефтедобывающей промышленности» [23]:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_э + \Delta МРП \quad (25)$$

где q_1 и q_2- среднесуточный дебит скважины нефти до и после внедрения, т/сут;

$К_э$– коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

ΔМРП – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т/год.

$$\Delta МРП = (N_{до} - N_{после}) \times T \times q_{ср} \quad (26)$$

где $N_{до}$– количество ремонтов за скользящий год до установки ПСМ5-114, по причине засорения мехпримесями;

$N_{после}$– количество ремонтов за скользящий год после установки фильтров, по причине засорения мехпримесями;

$q_{ср}$– средний дебит одной скважины, т/сут;

Т–средняя продолжительность ремонта, час;

$$N_{до} = \frac{365}{СНО_{до}} \quad (27)$$

$$N_{после} = \frac{365}{СНО_{после}} \quad (28)$$

где $СНО_{до}$ и $СНО_{после}$ – средняя наработка на отказ до и после установки ПСМ соответственно, сут.

$$N_{до} = 365/148 = 2{,}47$$

$$N_{после} = 365/234 = 1{,}56$$

$$\Delta МРП = (2{,}47 - 1{,}56) \times \frac{124}{24} \times 20 = 94{,}03 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = 0 + 94{,}03 = 94{,}03 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании фильтра составил:

$Q_н = 20 \times 365 + 94{,}03 = 7394{,}03$ т.

4.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ПСМ5-144:

$$З_{ед} = 276000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Погружной сепаратор механических примесей» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев); оборудование для различных способов добычи нефти и газа прочее; код ОКОФ - 14 2928510, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 14,3% в год. Срок полезного использования – 2 года.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$А_г = С_п \times Н_А / 100\% = 276000 \times 14{,}3\% / 100\% = 39468 \text{ руб.} \quad (29)$$

где $С_п$– первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;

$Н_А$ – норма амортизационных отчислений, %.

4.3 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка погружного фильтра механических примесей.

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ПСМ5-114 на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$З_э = Q_н \cdot У_э \quad (30)$$

где $У_э$–удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т.

$$З_э = 7300 \cdot 35 = 255500 руб.$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = Q_н \cdot У_{тн} \quad (31)$$

где $У_{тн}$–удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$З_{тн} = 7300 \cdot 142{,}91 = 1043243 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_п = Q_н \cdot У_п \quad (32)$$

где $У_п$–удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$З_п = 7300 \cdot 57{,}26 = 417998 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = Q_н \cdot Х \cdot У_т \quad (33)$$

где $У_т$– удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

Х - доля нефти на экспорт, %.

$$З_т = 7300 \cdot 0{,}5 \cdot 912 = 3328800 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = n \cdot У_{от} \quad (34)$$

где $У_{от}$– удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс.руб./скв.;

n – количество скважин.

$$З_{от} = 1 \cdot 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$З_{рем} = n \cdot У_{рем} \quad (35)$$

где $У_{рем}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

n – количество ремонтов.

$$У_{рем} = С_{бр} \cdot T \quad (36)$$

где $С_{бр}$ – стоимость 1 часа работы бригады ТРС, руб./час;

Т–средняя продолжительность ремонта, час.

$$У_{рем} = 5867{,}9 \cdot 124 = 727619{,}6 \text{ руб}$$

$$З_{рем} = 2{,}47 \cdot 727619{,}6 = 1797220 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ПСМ5-114 на прием насоса:

$$С_1 = \frac{Э_{общ}}{Q_0} \quad (37)$$

где $Э_{общ}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$С_1 = \frac{7747461}{7300} = 10612{,}96 \text{ руб/т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ПСМ5-114 на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$З_э = 7394{,}03 \cdot 35 = 258791{,}05 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = 7394{,}03 \cdot 142{,}91 = 1056680 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_п = 7394{,}03 \cdot 57{,}26 = 423382 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = 7394{,}03 \cdot 0{,}5 \cdot 912 = 3371677 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = 1 \cdot 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$З_{рем} = 1{,}56 \cdot 727619{,}6 = 1135086{,}58 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ определяется по формуле:

$$С_2 = \frac{Э_{общ}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (38)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, т.

$$С_2 = \frac{7150316,63}{7300 + 94,03} = 9670,4 \text{ руб/т.}$$

4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения фильтра на приеме УЭЦН определяется по формуле:

$$Эффект = \frac{\Delta Э}{(С + Е_н \cdot К)} \times 100\% \quad (39)$$

где ΔЭ – выручка от реализации продукции, руб.;

С – текущие годовые затраты ($З_{рем}$), руб.;

$Е_н$ – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

К – капитальные вложения ($З_{ед}$ + средняя стоимость одного ТРС), руб.

$$\Delta Э = \Delta Q \times Ц_t = 94,03 \cdot 0,1364 \cdot 51 \cdot 61 = 39900 \text{ руб.} \quad (40)$$

$Ц_t$– оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2016 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 51$. 1 баррель ≈ 0,1364 т, курс доллара: 1$ =61 руб.

$$Эффект = \frac{39900}{1135086 + 0,15 \cdot 745300} \cdot 100\% = 3,2\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$С_{ср} = \frac{С_1 - С_2}{С_1} \cdot 100\% = \frac{10612,96 - 9670,4}{10612,96} \cdot 100\% = 8,9\% \quad (41)$$

где $С_1$– себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб./т;

$С_2$ – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия, руб./т.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta В_э = \Delta Q_н \cdot Х \cdot Ц_э \cdot С_\$ = 94{,}03 \cdot 0{,}1364 \cdot 0.5 \cdot 51 \cdot 61 = 19950 \text{ руб.} \quad (42)$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta В_{вн} = \Delta Q_н \cdot (1 - Х) \cdot Ц_{вн} = 94{,}03 \cdot (1 - 0.5) \cdot 15709{,}7 = 738592 \text{ руб.} \quad (43)$$

где $\Delta Q_н$ – дополнительная добыча нефти, т/год;

Х – доля нефти для продажи на внешнем рынке, доли ед.;

$Ц_{вн}$ – цена нефти на внутреннем рынке, руб./т.

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$НДПИ = К_ц \cdot 766 - Д_м \quad (44)$$

где 857 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2016года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной ($Б_с$).

$$К_ц = \frac{(Ц - Ц_{баз}) \cdot Р}{261} \quad (45)$$

$$Д_м = К_{НДПИ} \cdot К_Ц \cdot (1 - К_В \cdot К_З \cdot К_Д \cdot К_{ДВ}) \quad (46)$$

$К_{НДПИ}$ = 559 руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2016 года;

$К_В$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$К_З$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$К_Д$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$К_{ДВ}$– коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$К_{КАН}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Однако с учетом того, что значения коэффициентов $К_В$, $К_З$, $К_Д$, $К_{ДВ}$ равны 1, сумма НДПИ к уплате определяется по формуле:

$$НДПИ = Б_с \cdot \frac{(Ц - Ц_{баз})}{261} \cdot Q_н = 857 \cdot \frac{(51-15)\cdot 61}{261} \cdot 94{,}03 = 678015 \text{ руб.} \quad (47)$$

где $Б_с$ – ставка НДПИ, 857 руб./т.;

Ц – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

$Ц_{баз}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

Р – курс доллара;

Таможенная пошлина:

$$ТП = \Delta Q_н \cdot Х \cdot С_{тп} \cdot P \quad (48)$$

где $С_{ТП}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти, долл. США/т.

$$ТП = 94{,}03 \cdot 0{,}1364 \cdot 0{,}5 \cdot 15 \cdot 61 = 5867{,}75 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$НП = П \cdot С_{нп} \quad (49)$$

где $С_{нп}$ – ставка налога на прибыль (20%);

П –валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$П = \Delta В_{вн} + \Delta В_э - \Delta З_э - \Delta З_{тн} - \Delta З_п - \Delta З_т - \Delta З_{рем} - З_{ед} - А_1 - НДПИ -$$

$$ТП = 738592 + 19950 - 3291{,}05 - 13437 - 5384 - 42877 + 662134 -$$

$$-276000 - 39468 - 678015 - 5867{,}75 = 356336{,}2 \text{ руб.} \quad (50)$$

$$НП = 356336{,}2 \cdot 0{,}2 = 71267{,}24 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$ЧП = П - НП = 356336{,}2 - 71267{,}24 = 285068{,}96 \text{ руб.} \quad (51)$$

Выводы к разделу:

1. Технико-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка погружного фильтра (сепаратора механических примесей) на прием насоса увеличивает СНО, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 8,9%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 94,03 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 3,2%. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 285068,96 рублей. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Смоляку Максиму Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	**Отделение школы (НОЦ)**	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	**Направление**	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является Снежное НГКМ с высоким показателем газового фактора. Объект имеет большой риск возникновения ЧС и оказывает негативное воздействие на экологию.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ вредных факторов производственной среды **1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.** **1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве** **1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия вредных и опасных факторов.**	5.1 Анализ вредных факторов на рабочем месте: 5.1.1 Воздействие химических факторов. 5.1.2 Воздействие микроклимата на рабочем месте. 5.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте. 5.1.4 Вибрация 5.2 Анализ опасных факторов рабочей среды: 5.2.1 Электрический ток. 5.2.2 Производственное оборудование.
2. Экологическая безопасность: **2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.** **2.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду.** **2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.**	5.3 Экологическая безопасность: 5.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу. 5.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу. 5.3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: **3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.** **3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.**	5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях. При разработке и эксплуатации объекта исследования наиболее вероятный и тяжкий вид ЧС является взрыв или пожар, в следствии нарушения техники безопасности и целостности оборудования .
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: **4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.** **4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.**	5.5 Организация рабочей зоны и особенности правового регулирования труда нефтегазовой отрасли в условиях работы Крайнего Севера.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Смоляк Максим Андреевич		

5. Социальная ответственность

5.1 Основные вредные и опасные факторы при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Целью раздела «Социальная ответственность» является выполнение и анализ вредных и опасных факторов труда оператора по добыче нефти и разработка мер защиты от них, оценка условий труда микроклимата рабочей среды. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

Работа оператора по добыче нефти относится к категории умственного труда и по степени физической тяжести относится к категории тяжелых работ (работы, связанные с постоянным передвижением, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий (энергозатраты более 250 ккал/час, т.е. более 290 Вт).

Основное рабочее место – кустовая площадка нефтяного промысла.

Таблица 10 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовой площадке

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1)замер дебита скважины; 2)монтаж/демонтаж запорной арматуры; 3)определение динамического/статического уровня скважины; 4)набивка сальникового уплотнения;	1)повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2)повышенный уровень шума на рабочем месте; 3)повышенный уровень вибрации;	1)движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;	1)ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. [11] 2) ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. [12] 3) ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. [13] 4) ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. [14] 5) ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. [15] 6) ПБ 03-576-2003. [6]

Продолжение таблицы 10

5)снятие информации со станции управления.	4)поражение электрическим током	разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы	7) СН 2.2.4/2.1.8.562–96. [17] 8) ГН 2.2.5.1313–03 [20]

5.2 Вредное воздействие химических факторов

Химические факторы в нефтяной отрасли по распространенности занимают важнейшую роль. Их воздействию в той или иной степени подвержены почти все работающие. В нефтяной промышленности вредные вещества находятся в газообразном, жидком и твердом состоянии. Они могут попадать в организм человека через органы дыхания, пищеварения, кожные покровы.

Токсичность нефти и нефтяного газа зависит от их состава: чем больше углеводородов, тем сильнее наркотическое действие. Токсическое свойство усиливается при содержании в них сернистых соединений.

Для количественной оценки вредного воздействия на организм человека нефтяной промышленности было введено понятие предельно допустимой концентрации (ПДК) этого вещества.

Причиной наибольшего количества отравлений и профессиональных заболеваниях при добыче нефти и газа является вдыхание газов и паров.

ПДК углеводородов в рабочей зоне должно составлять не более 300 мг/м^3.

Помимо углеводородов в процессе добычи нефти и газа применяют различные химические реагенты: ингибиторы (ПДК 10 мг/м^3), деэмульсаторы (ПДК 10 мг/м^3), фенольные спирты, акриловые полимеры, метанол (ПДК 5 мг/м^3) и др. [20]

5.3 Вредное воздействие физических факторов

5.3.1 Микроклимат на рабочем месте

Особенностью условий труда операторов по добычи нефти является работа, в основном на открытом воздухе, а также перемещение по территории объекта и между объектами, частые подъемы на специальные площадки,

находящиеся на высоте. Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека. Поэтому важным фактором в условиях сурового климата Западной Сибири метеорологический фактор. При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, что приведет к заболеванию. Уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движение. Это служит причиной несчастных случаев и аварий.

При высокой температуре окружающей среды снижается скорость реакции и внимание работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварий. В летнее время возможными последствиями высокой температуры могут быть солнечные и тепловые удары. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005 – 88. [12]

Основные виды работ в процессе эксплуатации скважин выполняются на открытом воздухе, а добываемая нефть, ее компоненты и применяемые в процессе добычи различные химические реагенты являются токсичными и взрывоопасными веществами. Поэтому рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Климат в районе Снежного месторождения континентальный. Зима продолжительная, холодная. Самая низкая температура достигает -45 – -55 ^{0}C (январь-февраль месяцы). Лето короткое, теплое (максимальная температура +30 – 33 ^{0}C). Продолжительность теплого сезона 90–95 дней. Наибольшее количество дождей отмечается летом и осенью. [12]

Среднегодовое количество атмосферных осадков 450-500 мм.

5.3.2 Производственный шум

Одним из наиболее распространенных при добыче нефти и газа вредных факторов является шум. Он создается работающим производственным оборудованием, преобразователями напряжения станций управления скважин,

работающими силовыми агрегатами и компрессоры, а также возникает при различных авариях. При повышенном действии шума затрудняется разборчивость речи, снижается работоспособность, ухудшается слух человека. Шум вызывает головную боль, быструю утомляемость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, ухудшается память, снижается реакция, вызывает психические расстройства.

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт. Уровень шума колеблется от 30 до 96 дБА (при нахождении возле стола ротора или нахождение в БРВ). Наиболее интенсивны уровни шума при авариях, когда газ выходит из отверстий щелей и скважин под высоким давлением. По ГОСТ 12.1.003–83 при выполнении основной работы на кустовой площадке уровень звука на рабочем месте не должен превышать 80 дБА. Следовательно, можно считать, что кустовая площадка соответствует выше указанным нормам. [11]

Средства индивидуальной защиты от шума в зависимости от конструктивного исполнения подразделяются на: [15]

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски;
- противошумные костюмы.

5.3.3 Вибрация

Вибрация по способу передачи телу человека подразделяется на общую (воздействие на все тело человека) и локальную (воздействие на отдельные части тела – руки или ноги).

Действием общей вибрации на центральную нервную систему могут быть нарушены физиологические функции организма, что может проявиться и виде головных болей, плохого сна, снижение работоспособности, нарушения сердечной деятельности.

Локальная вибрация вызывает спазмы сосудов, которые начинаются с концевых фаланг пальцев рук и распространяются на всю кисть, предплечье, захватывают сосуды сердца. Диапазон частот 35-250 Гц является наиболее критическим для развития вибрационной болезни. [13]

В процессе выполнения технологических работ оператор не испытывает запредельных (ПДК в рабочей зоне 108 дБА) уровней вибрации.

Контроль вибрации должен осуществляться: [13]

- на рабочих местах в процессе производства для оценки вибрационной безопасности труда;
- при контроле качества машины, технического состояния эксплуатируемых машин и оборудования, для оценки их вибробезопасности.

При контроле вибрации должен быть определен показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора.

Одним из распространенных способов защиты рабочих от вибрации является виброизоляция машин. Под виброизоляцией понимают установку машины на амортизаторы, т. е. на упругие элементы, пружинные или резиновые, обладающие небольшой жесткостью.

В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации при работе с механизированным инструментом применяют антивибрационные рукавицы и специальную обувь. Антивибрационные полусапоги имеют многослойную резиновую подошву. [15]

5.3.4 Электрический ток

На кустовой площадке нефтепромысла возможны следующие причины поражения электрическим током:

- ремонт и монтаж электроустановок под напряжением;
- повреждена изоляции токоведущих частей;
- случайные прикосновения к оголенным проводом, находящимся под напряжением;

– неисправность и отказ средств индивидуальной защиты работников.

Процесс поражения человека электрическим током очень сложен и сопровождается электролитическим, термическим и биологическим воздействиями. При этом возможны необратимые нарушения функционирования деятельности жизненно важных органов человека.

При термическом воздействии тока происходят ожоги отдельных частей тела, нагрев до высокой температуры нервов, кровеносных сосудов, сердца, мозга и других органов, что может вызывать их серьезные функциональные расстройства, вплоть до омертвления.

Электролитическое действие тока выражается в распаде молекул крови на лимфы и ионы. Изменяется физико-химический состав этих жидкостей, что приводит к нарушению жизненного процесса.

Биологическое воздействие тока заключается в раздражении и возбуждении в тканях организма биоэлектрических процессов и механизмов.

ГОСТ 12.1.030-81 устанавливает предельно допустимые токи и напряжения, протекающие через тело человека при нормальном (не аварийном) режиме работы электроустановок бытового и производственного назначения постоянного и переменного тока частотой от 50 до 400 Гц. [14]

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: [15]

– защитные оболочки;

– защитные ограждения (временные или стационарные);

– защитные барьеры.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: [14]

– защитное заземление;

– зануление.

5.3.5 Производственное оборудование

Производственное оборудование должно обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации как в случае автономного использования, так и в составе технологических комплексов при соблюдении требований (условий, правил), предусмотренных эксплуатационной документацией.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование. [21]

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

Части производственного оборудования, механическое повреждение которых может вызвать возникновение опасности, должны быть защищены ограждениями или расположены так, чтобы предотвратить их случайное повреждение работающими или средствами технического обслуживания. [21]

5.4 Экологическая безопасность

При эксплуатации оборудования действующим природоохранным законодательством предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

Обеспечение экологической безопасности на территории РФ, формирование и укрепление экологического правопорядка основаны на действии Федерального закона «Об охране окружающей среды». Закон содержит свод правил охраны окружающей природной среды в новых условиях хозяйственного развития и регулирует природоохранительные отношения в

сфере всей природной среды, не выделяя ее отдельные объекты, охране которых посвящено специальное законодательство.

Экологическая безопасность объекта обеспечивается соответствующими техническими решениями, принимаемыми в процессе проектирования и выполняемыми при строительстве.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны описаны в ГН 2.2.5.1313–03. [20]

5.4.1 Защита атмосферы

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от планируемых объектов относятся к 1 - 4 классам опасности.

На Снежном месторождении граница санитарно-защитной зоны расположена на расстоянии 1.5 км от рабочей зоны, что соответствует СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03, где граница санитарно-защитной зоны для предприятий по добыче нефти составляет 1000 м.

Удаленность месторождения от населенных пунктов, равнинность территории создают благоприятные условия для рассеивания ЗВ в приземном слое атмосферы.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки Снежного месторождения достигается:

- полной герметизацией системы сбора нефти;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

5.4.2 Защита гидросферы

Негативное воздействие разработки месторождения на водную среду при строительстве и нормальной эксплуатации объекта не планируется. Охрана

водной среды будет заключаться в контроле герметичности трубопровода, и своевременном сборе нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости.

5.4.3 Защита литосферы

Образующиеся отходы подлежат переработке, обезвреживанию или захоронению в соответствии с требованиями нормативных документов и природоохранных органов государственного контроля. Образующиеся отходы сучьев, ветвей от лесоразработок, отходы корчевания пней используются при устройстве лежневок, пни подлежат захоронению. Металлолом и отходы от сварки сдаются в пункты приема металлолома. Бытовой мусор, обтирочный материал и утилизируются на ПТБО с. Каргасок. Глинистый раствор и буровой шлам будет утилизирован в шламовом амбаре. Нефтешлам будет вывезен на ближайшие очистные сооружения.

5.5 Чрезвычайные ситуации и их локализация

Наиболее вероятной и тяжелой чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за прорыва газа или негерметичностей. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газовоздушная смесь, которая с легкостью воспламеняется при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует предпринять действия, регламентированные инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. [19]

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Снежное НГКМ находится в Каргасокском районе Томской области, относящейся к региону Западной Сибири и приравненной к району Крайнего Севера.

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

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

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

• предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

– в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней;

– предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнут в результате трудовой деятельности работников. [22]

Рабочее место является первичной ячейкой производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда и производительность труда.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования по добыче нефти расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала в помещениях на кустовой площадке устанавливают обогреватели, для обогрева помещения в холодное время года. Помещения также позволяют делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

Выводы к разделу:

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на персонал и экологию.

Заключение

На Снежном месторождении большая часть добываемой нефти добывается механизированным способом эксплуатации, поэтому решение задач, направленных на увеличение эффективности работы скважинного оборудования, является особенно актуальной.

В ходе анализа выбора способа эксплуатации на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении было выяснено, что большая часть фонда добывающих скважин эксплуатируется механизированным способом, а именно УЭЦН. Также был проанализирован и выбран способ эксплуатации скважины № 140. Были предложены решения по снижению влияния высокого газосодержания на работу установки погружного электроцентробежного насоса.

Применение газосепаратора-диспергатора является рентабельным и экономически эффективным решением, так как оно приведет к сокращению отказов оборудования и остановок по срыву подачи, увеличению КПД работы погружного оборудования и увеличению межремонтного периода.

В работе бала дана оценка экономической эффективности применения фильтра механических примесей на примере Снежного месторождения. Были проанализированы вредные и опасные факторы, действующие на оператора, при работе на кустовых площадках.

Список используемых источников

1. Снежное месторождение в Томской области [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: http://mklogistic.ru/snejnoe_mestorojdenie

2. Интерпретация 3Д сейсмических данных на Снежном месторождении, ООО «Норд Империал», Томск, 2010 г

3. Оперативный подсчет запасов углеводородов по Снежному месторождению Томской области, ООО «Норд Империал», Томск, 2007 г.

4. Отчет о проведении площадных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д сейсмопартией 17/05-06 на лицензионном участке №77, ООО «Норд Империал», Томск, 2007 г.

5. Подсчет запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Снежного месторождения, ООО «Норд Империал», Томск, 2011 г.

6. Крылов О.В. Технологическая схема разработки Снежного месторождения Томской области. Томск: ООО «Норд Империал», 2009

7. Мищенко И.Т. «Расчеты в добыче нефти». – М.: Недра, 1989 г., 223 с.

8. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. Москва, 2010 г., 224 с.

9. Кудряшов, С. Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях интенсифицированных скважин / С. Кудряшов, Ю. Лёвин, Д. Маркелов // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 22–23.

10. Каплан, Л. С. Эксплуатация скважин в условиях повышенного газосодержания / Л. С. Каплан // Оператор по добыче нефти и попутного газа // Уфа – 2005 -с. 278-280.

11. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

13. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

14. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

15. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

16. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

17. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

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

19. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.

20. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

22. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

23. РД 39-0147035-202-86. Методические указания по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности.