

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

**«БЕЛГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

(Н И У « Б е л Г У »)

ФАКУЛЬТЕТ ГОРНОГО ДЕЛА И ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

КАФЕДРА ПРИКЛАДНОЙ ГЕОЛОГИИ И ГОРНОГО ДЕЛА

**Проект на бурение гидрогеологических скважин на Сургутском нефтяном месторождении
ХМАО с закачкой технических вод в продуктивные пласты**

Выпускная квалификационная работа

обучающегося по специальности

21.05.02 «Прикладная геология»

очной формы обучения,

группы 81001305

Лукиновой Юлии Олеговны

Научный руководитель

ст. преп. Виньков Э.А.

Рецензент

БЕЛГОРОД 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	6
1.1 Физико-географические условия района	6
1.1.1 Климат	6
1.1.2 Рельеф	6
1.1.3 Гидрография	6
1.1.4 Почвы и растительность	7
1.2 Геологическое строение	7
1.3 Геоморфология	10
1.4 Гидрогеологические условия	11
1.5 Экологическое состояние территории	18
2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	20
2.1 Краткое описание проектируемого объекта	20
2.2 Геолого-гидрогеологические условия участка проведения работ	20
2.3 Режимные исследования апт-сеноманских водозаборных скважин Северо-Тончинского месторождения	22
2.4 Характеристика качества подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса	25
3 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ	36
3.1 Общие сведения об объекте геологического изучения	36
3.2 Общая характеристика геологической изученности объекта	36
3.3 Методика проведения геологоразведочных работ	40
3.4 Обоснование технологии проектируемых работ	45
3.4.1 Буровые работы	51

3.4.2 Кустовые опытные откачки	53
4 ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ. РАСЧЕТЫ ЗАТРАТ ВРЕМЕНИ, ТРУДА. РАСЧЕТ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ РАБОТ	54
4.1 Расчет затрат времени на проектируемые работы	54
4.2 Организация работ	55
4.3 Сводная таблица объемов запроектированных работ	56
4.4 Расчет затрат времени на составление проектно-сметной документации	57
4.5 Состав отряда на составление проектно-сметной документации	57
4.6 Расчет затрат времени, численности и фонда заработной платы на работы по изучению и анализу фондовых материалов	58
4.7 Расчет численности и фонда заработной платы на рекогносцировочные работы	58
4.8. Расчет затрат времени и труда на топогеодезические работы	59
4.9 Расчет численности и фонда заработной платы на топогеодезические работы	59
4.10 Расчет затрат времени на бурение скважин	59
4.11 Расчет затрат времени на работы, сопутствующие бурению	60
4.12 Состав отряда для проведения буровых работ и работ, сопутствующих бурению	61
4.13 Расчет затрат времени на камеральные работы	62
4.14 Состав отряда и фонд заработной платы для проведения лабораторных работ	62
4.15 Расчет затрат времени на камеральные работы	63
4.16 Состав отряда, расчет фонда заработной платы для выполнения камеральных работ	63
4.17 Состав отряда и фонд заработной платы на составление и защиту отчета	64
4.18 Календарный график выполнения работ	64
4.19 Штатное расписание на выполнение работ по расчетам	66
4.20 Расчет сметы на проектные работы	67

4.21 Сводная таблица на производство запроектированных работ	67
4.22 Расчет сметной стоимости работ по составлению проектно-сметной документации	69
4.23 Расчет сметной стоимости по изучению и анализу фондовых материалов ранее проведенных работ	70
4.24 Расчет сметной стоимости по рекогносцировочным работам	70
4.25 Расчет сметной стоимости на топогеодезические работы	71
4.26 Расчет сметной стоимости одной станко-смены буровой бригады на установке УРАЛМАШ 5000/320	72
4.27 Расчет сметной стоимости обсадных труб, насоса ЭЦНД, изготовления фильтра и покупку цемента	73
4.28 Расчет сметной стоимости лабораторных работ	74
4.29 Расчет сметной стоимости камеральных работ	75
4.30 Расчет сметной стоимости на написание и защиту отчета	75
5 ОХРАНА ТРУДА. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	77
5.1 Охрана труда	77
5.2 Охрана недр и окружающей природной среды	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей данного дипломного проекта являлось обеспечение технической водой нефтяного месторождения ХМАО с заявленной потребностью в воде 5000 м³/сут.

Для решения данной задачи необходимо рассмотреть следующие условия: ознакомиться с физико-географическими района работ; дать обоснование выбора источника водоснабжения; провести анализ гидрогеологических условий объекта; выполнить гидродинамические расчеты; разработать конструкции водозаборных скважин и их количество; выбор водоподъемного оборудования и напорно-регулирующего оборудования; рассчитать затраты времени и сметную стоимость на выполнения работ; описать охрану труда на предприятии; предложить мероприятия по охране недр и окружающей природной среды

Поставленные задачи будут решаться из обширного комплекса исследований:

- топогеодезические работы;
- буровые работы;
- геофизические исследования;
- режимные наблюдения;
- опытно-фильтрационные работы;
- лабораторные работы;
- камеральные работы;

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Физико-географические условия района

1.1.1 Климат

Климат района резко континентальный. Зима продолжительная, морозная и снежная, часты метели и снегопады; снежный покров ложится в конце октября и держится до мая, толщина его колеблется от 0,7 до 1,5-2,0 м и в среднем равна 1,2 м, в низких и залесенных местах достигает 2-х метров, глубина промерзания грунта – 1,8-2,5 м. Средняя температура воздуха самого холодного месяца (январь) составляет -22°C , минимальная -55°C . Лето короткое, сравнительно теплое и дождливое. Самый теплый месяц - июль, средняя температура воздуха $+17^{\circ}\text{C}$, максимальная – $+35^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха отрицательная $-3,1^{\circ}\text{C}$.

Количество атмосферных осадков в год составляет 400 – 500 мм, основная их часть приходится на теплый период, продолжительность которого 100 дней. Преобладающее направление ветров в теплый период северное и северо-восточное, а в холодный – южное и юго-западное.

1.1.2 Рельеф

В геоморфологическом отношении территория месторождения представляет собой слабопересеченную, сильно заболоченную неравномерно залесенную равнину, приуроченную к широтному течению реки Оби. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 до +75 м. минимальные отметки +25 до +40 м отмечаются по берегам рек, максимальные +45 до +75 м приурочены к водоразделам.

1.1.3 Гидрография

Гидрографическая сеть района представлена притоками р. Обь. Реки типично равнинные, с небольшим уклоном русла, сильно меандрируют, скорость течения 0,5-0,8 м/сек. Питание рек происходит, главным образом, за счет таяния снега и дождей. Ледостав на реках происходит примерно 23-25 октября, а ледоход – 18-20 мая. Большая часть территории покрыта труднопроходимыми болотами и топями, слабо промерзающими зимой.

Озера имеют термокарстовое и карстовое происхождение, глубина их достигает 3 м, берега пологие, дно песчаное.

1.1.4 Почвы и растительность

Растительный покров на приподнятых участках и на речных террасах представлен, в основном, хвойными лесами (кедр, лиственница, сосна) с примесью лиственных (береза, осина). На болотистой местности отмечаются островки карликового леса (сосна, береза).

1.2 Геологическое строение

Геологический разрез участка представлен метаморфическими породами палеозойского складчатого фундамента и терригенными отложениями платформенного мезо-кайнозойского осадочного чехла (приложение 1).

Палеозойский фундамент. Палеозойский фундамент вскрыт в пределах Савуйского месторождения в скв. 103 на глубине 3260 м и литологически представлен преимущественно метаморфизованными образованиями типа базальтовых порфиритов, трещины в них заполнены кальцитом и другими минералами. По каротажу породы выделяются высокими электрическими сопротивлениями. Повсеместно развита кора выветривания пород фундамента. Литологически она сложена выветрелыми базальтами и порфиритами, разбитыми трещинами, которые заполнены преимущественно кальцитом. Возраст – условно триасовый. Толщина не превышает первых десятков метров.

Юрская система. Отложения юрской системы несогласно залегают на породах коры выветривания на глубинах 2815-2900 м и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижне-среднеюрские отложения в объеме горелой и тюменской свит сложены неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов общей толщиной до 620 м. В составе верхнеюрского отдела присутствуют васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Васюганская свита сложена аргиллитами темносерыми, алевритистыми с прослоями алевролитов. Толщина свиты 20-30 м.

Георгиевская свита представлена аргиллитами темно-серыми, алевритистыми, слюдистыми, иногда битуминозными. Толщина свиты 2-5 м.

Баженовская свита сложена аргиллитами плитчатыми, сильно битуминозными. Толщина свиты 10-96 м.

Меловая система. Отложения меловой системы составляют основную часть осадочного комплекса и присутствуют в объеме нижнего и верхнего отделов. В нижнемеловом отделе содержатся породы мегионской, вартовской, алымской и нижней части покурской свит. В верхнемеловом отделе – породы средней и верхней частей покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

На битуминозных аргиллитах баженовской свиты согласно залегают терригенные породы мегионской свиты, состоящей из песчано-глинистых отложений берриасского и нижней части валанжинского ярусов. В нижней части свиты выделяется ачимовская пачка общей толщиной 80-110 м, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Верхняя часть мегионской свиты охарактеризована преимущественно глинисто-алевролитовыми породами с подчиненными прослоями песчаников.

Разрез мегионской свиты заканчивается пачкой аргиллитов (чеускинская толща) толщиной около 50 м, являющихся региональной крышкой для углеводородов. Общая толщина свиты в пределах месторождения 320-350 м.

Вартовская свита (усть-балыкская + сангопайская свиты).

В составе свиты присутствуют отложения верхневаланжинского и готерив-барремского ярусов.

Нижняя часть свиты (усть-балыкская свита) толщиной 190-230 м представлена чередованием песчаников и аргиллитов.

Верхняя часть вартовской свиты (сангопайская свита) толщиной 140-195 м представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов. Общая толщина вартовской свиты в пределах месторождения изменяется от 335 до 425 м.

Алымская свита литологически охарактеризована преимущественно глинистыми отложениями с подчиненными прослоями алевролитов. Толщина свиты 120-170 м.

Покурская свита. Отложения свиты представлены отложениями аптского, альбского и сеноманского ярусов.

Нижняя часть свиты (аптский и альбский ярусы нижнего мела) сложена чередованием песчаников, алевролитов и глин. В разрезе встречаются прослой бурого угля, растительного детрита, а также карбонатных пород.

Верхняя часть свиты (сеноманский ярус верхнего мела) сложена также переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, однако по сравнению с нижней в ее разрезе присутствуют прослой песков и слабо сцементированных песчаников.

Общая толщина свиты изменяется в пределах участка от 827 м до 839 м и в среднем составляет 832 м.

Кузнецовская свита. Отложения свиты (туронский ярус верхнего мела) представлены глинами темно-серыми, алевролитистыми, с линзами кварцево-глауконитового песка. Свита имеет региональное распространение в пределах Сургутского свода. Толщина свиты 11-20 м.

Березовская свита. Свита включает осадки коньяк-сантон-кампанского возраста (верхний мел), представленные опоками и опокovidными глинами; в верхней части свита сложена однородными темно-серыми глинами. Толщина свиты 130-140 м.

Ганькинская свита. Свита сложена толщей известковистых глин маастрихт-датского возраста. Толщина свиты 70-90 м.

Палеогеновая система. Разрез палеогеновых отложений представлен мощной толщей осадков палеоценового, эоценового и олигоценного

возрастов. В составе системы выделяется ряд свит: талицкая (палеоцен), люлинворская (эоцен), а также тавдинская, атлымская, новомихайловская и туртасская (олигоцен).

Талицкая свита (палеоцен). Осадки свиты литологически мало отличаются от нижезалегающих образований ганькинской свиты и представлены преимущественно глинами, иногда алевритистыми и песчанистыми. Толщина свиты 100-120 м.

Люлинворская свита (эоцен). Представлена глинами, в нижней части разреза опоквидными, с прослоями алевролитов. Толщина свиты изменяется в пределах 165-195 м.

Тавдинская свита (нижний олигоцен). Сложена вязкими глинами с прослоями алевролитов и известняков. Толщина свиты 120-160 м.

Атлымская свита (нижний олигоцен). Залегает на размытой поверхности осадков тавдинской свиты и литологически представлена глинами с прослоями песков и бурых углей. В нижней части свита сложена серыми кварцевыми песками. Толщина свиты 80-100 м.

Новомихайловская свита (средний олигоцен). Сложена чередованием глин, песков и алевролитов. Толщина свиты 80-100 м.

Туртасская свита (верхний олигоцен). Породы свиты завершают разрез третичных образований и представлены зеленоватыми алевритистыми глинами. Толщина свиты 40-50 м.

Четвертичная система. Отложения четвертичного возраста залегают на размытой поверхности палеогеновых отложений. Для них характерны серые пески и глины озерно-аллювиального происхождения с галькой и гравием, суглинки и супеси. Толщина осадков порядка 100 м.

1.3 Геоморфология

Площадь работ расположена в центральной части структуры I порядка – Сургутского свода, которая на западе граничит с Верхнеляминской зоной прогибов, на юге – с Юганской мегавпадиной, на востоке – с Ярсомовским крупным прогибом. Северная граница свода контролируется Северо-

Сургутской моноклиналию. По подошве мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Сургутский свод имеет субмеридианальное простирание, его размеры составляют 255×110 км, амплитуда – 275-300 метров в восточной и 375-400 метров в западной части. Непосредственно площадь работ находится в погруженной зоне, между осложняющими Сургутский свод структурами II порядка - Федоровским малым валом и Минчимкинским малым валом. Месторождение приурочено к следующим куполовидным поднятиям III порядка: Северо-Минчимкинскому, Яунлорскому, Яунлорскому II, III, Вершинному, Пильтанскому. В структурном плане все поднятия имеют изометричные очертания.

1.4 Гидрогеологические условия

В осадочном чехле Сургутского региона, как и в целом Западно-Сибирского мегабассейна, выделяются два гидрогеологических этажа (приложение 1): верхний и нижний, разделенные между собой мощной 650-800-метровой толщей глинистых пород турон-олигоценного возраста. Нижний гидрогеологический этаж, объединяющий осадочные песчано-глинистые породы от палеозоя (фундамента) до верхнего мела включительно, находится в зоне застойного и затрудненного водообмена. Воды движутся в направлении от обрамления бассейна через центр и далее на север в сторону Карского моря. Все выявленные залежи углеводородов приурочены к этому комплексу пород. Толщина его в пределах изучаемого района 2500-3150 м; на всей площади он надежно изолирован от поверхности. Минерализация вод по разрезу отложений в пределах Сургутского свода снизу-вверх меняется незначительно, разница составляет всего несколько г/л. Тип вод снизу-вверх изменяется от гидрокарбонатно-натриевого, хлормагнезиевого до хлоркальциевого, т.е. отмечается гидрохимическая инверсия. Газовый фактор вод изменяется от 0,8 до 1,5 м³/м³, пластовая температура – от +960 до +240С, геотермический градиент практически одинаковый и равен 3,5°С/100 м. Верхний этаж, включающий отложения верхнего палеогена и четвертичного возраста, сложен песчаными

породами толщиной 150-300 м. Он относится к зоне активного водообмена, насыщен пресными водами преимущественно инфильтрационного генезиса и является основным источником питьевого и технического водоснабжения.

В составе нижнего гидрогеологического этажа выделяются четыре водоносных комплекса: палеозой-триас-юрский, берриас-валанжинский, готерив-барремский и апт-сеноманский, которые разделены между собой выдержанными мощными толщами глинистых пород.

Палеозой-триас-юрский водоносный комплекс охватывает трещиновато-пористые породы фундамента, коры выветривания и юрские осадки, представленные ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов и сильно глинистых песчаников, толщина их 400-700 м, пористость песчаников комплекса не превышает 15-20%, проницаемость низкая, измеряемая сотыми и тысячными долями мкм². Дебиты воды скважин незначительные – единицы и десятки м³/сут. при низких динамических уровнях. Минерализация вод 14-23 г/л, состав вод преимущественно хлоридный натриевый. Тип вод гидрокарбонатно-натриевый (по В.А.Сулину). Содержание ионов натрия+калия – 288,5-325,6 мг экв./л, хлора – 280-308 мг экв./л, кальция – 3,6-9,8 мг экв./л, магния – 2-4 мг-экв./л, гидрокарбонатов – 20,2-24,8 мг экв./л, сульфатов – до 0,07 мг-экв./л. Водорастворенные газы имеют преимущественно метановый состав (до 94%), количество тяжелых углеводородов не превышает 5%, углекислоты – 4,8%. Газовый фактор изменяется от 1,0 до 1,5 м³/м³. Температура подземных вод колеблется от +9 до +80°С. Палеозой-триас-юрский гидрогеологический комплекс перекрывается толщей глинистых отложений верхнеюрского возраста мощностью до 70 м, которая является его водоупором.

Берриас-валанжинский водоносный комплекс включает отложения ачимовской толщи, представленные чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников, не выдержанных по площади. Толщина пачки 70-150 м. Пористость песчаников 15-18%, проницаемость – от 0,001 до 0,1 мкм², водообильность пород комплекса невысокая, изменяется от единиц до

десятков м³/сут при различных динамических уровнях; по отдельным скважинам наблюдаются переливы на устье. Анализы проб воды из пластов ачимовской толщи показали, что минерализация вод составляет 14-15 г/л, состав вод – хлоридный натриевый. Тип вод – гидрокарбонатно-натриевый и хлормагниевый. Содержание ионов натрия+калия – 227,5-231,7 мг экв./л, хлора – 209,8-214,8 мг экв./л, кальция – 6,5-6,7 мг экв./л, магния – 1,8-2,8 мг-экв./л, гидрокарбонатов – 23-26,4 мг экв./л. Содержание йода достигает 22-25 мг/л, сульфаты практически отсутствуют. Воды комплекса содержат растворенный газ преимущественно метанового состава (до 90%). Температура пород комплекса изменяется от +80 до +75°С. Водоупором комплекса служат глинистые отложения мегионской свиты толщиной 100-150 м.

Готерив-барремский водоносный комплекс включает отложения верхней части мегионской, вартовскую и низы алымской свиты, которые представлены чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников, не выдержанных по площади.

Толщина водоносного комплекса составляет 450-600 м. Водовмещающие породы имеют по сравнению с породами нижезалегающего комплекса лучшие коллекторские свойства: пористость достигает 15-25%, проницаемость – от единиц до нескольких сотен мкм².10-3. Водообильность пород высокая – десятки и сотни м³/сут при самоизливе скважин, избыточное давление на устье составляет 0,1-0,5 МПа. Минерализация вод в Сургутском нефтегазоносном районе изменяется от 12,3 до 18,0 г/л. Состав вод – хлоридный натриевый, основными солеобразующими компонентами являются: ионы натрия+калия – 188,4-278,0 мг экв./л, хлора – 180,0-300,0 мг экв./л, кальция – 3,6-20,6 мг экв./л, магния – 1,02-6,4 мг-экв./л, гидрокарбонатов – 2,0-26,1 мг экв./л. Тип вод по Сургутскому нефтегазоносному району гидрокарбонатно-натриевый, хлормагниевый и хлоркальциевый. Подземные воды насыщены растворенным газом преимущественно метанового состава. Содержание метана составляет 85,5-

90%, азота – до 6.7%, углекислого газа до 1,4%, газовый фактор 1,0-1,5 м³/м³. Температура пород комплекса изменяется от +80 до +60°С. Верхним водоупором комплекса являются преимущественно глинистые породы алымской свиты, залегающей в нижней части аптского яруса нижнего мела и имеющей толщину 140-200 м.

Апт-сеноманский водоносный комплекс развит в пределах всего Западно-Сибирского мегабассейна, представлен слабосцементированными песчаниками, песками, алевролитами и глинами, общая толщина которых местами достигает 1000 м. Песчаная фация комплекса толщиной в несколько сот метров прослеживается по всей территории бассейна и характеризуется высокими коллекторскими свойствами (пористость 30-35%, проницаемость до 3,0 мкм²), высокой водообильностью – до 12000 м³/сут самоизливом в скважинах специальной конструкции с большим диаметром труб. С этими породами в верхней части комплекса связаны газовые месторождения-гиганты на севере региона. Апт-сеноманский комплекс перекрывается регионально выдержанными турон-палеогеновыми глинами толщиной до 800 метров (центральная часть), являющимися надежным водоупором от воздействия вышерасположенных вод зоны активного водообмена и поверхностных вод. Снизу его отложения отделены от готерив-барремского водоносного комплекса глинисто-алевролитовыми породами нижнеаптского возраста (алымская свита) толщиной 140-250 м.

По периферии бассейна, на западе, юге и востоке, в породах комплекса развиты пресные и слабосоленоватые воды минерализацией до 3 г/л, в его центральной части минерализация вод изменяется незначительно от 16 до 20,5 г/л, тип вод – хлоркальциевый, состав – хлоридный натриевый. Пьезометрическая поверхность апт-сеноманского комплекса плавно погружается от складчатого обрамления мегабассейна, являющегося областью питания, к центральным районам и далее на север в сторону Карского моря (предполагаемая область разгрузки). На севере Западно-Сибирского мегабассейна абсолютные отметки уровней подземных вод в

скважинах имеют отрицательные значения, пластовые давления ниже гидростатических. Очевидно, что эти уникальные условия прямо связаны с охлаждением разреза пород и повсеместным распространением вечномерзлых пород на большую глубину. Воды комплекса содержат растворенный газ, состав которого от окраин к центральным районам впадины меняется с азотного на метановый; в последних содержание метана достигает 99%, углекислого газа – 1,6%, гелия – 0,006-0,021%. Газонасыщенность вод в центральных районах (Сургутский + Нижневартовский + Ноябрьский) составляет 0,96-1,5 м³/м³, давление насыщения 0,4-0,9 МПа, в северной части бассейна вблизи газовых месторождений газовый фактор равен 1,7-2,0 м³/м³, и воды предельно газонасыщены. На севере Сургутского нефтегазоносного района в отложениях сеноманского яруса выявлены газовые залежи (Восточно-Перевальное и др.).

В кровле апт-сеноманских отложений температура пород изменяется от +5 до +45°С. В периферийных частях бассейна воды наиболее холодные – от +5 до +20°С, в центральной области – +40°С (Салымский + Ноябрьский районы), +25°С (Сургутский район) и +20°С (Тазовский район). В целом подземные апт-сеноманские воды Западно-Сибирского мегабассейна имеют седиментогенное происхождение, их формирование связано с накоплением осадков в прибрежных областях континентального шельфа. Влияние инфильтрационных вод отчетливо проявляется лишь вблизи складчатого обрамления бассейна.

Из вышеприведенного следует, что апт-сеноманский водоносный комплекс, в пределах рассматриваемого района представляет собой весьма крупную гидрогеологическую структуру (водоносную систему), надежно изолированную от смежных водоносных горизонтов (комплексов) и поверхности, гидродинамически относительно однородную, вмещающую практически неограниченные запасы подземных вод, хим-состав которых в центральной части территории изменяется незначительно.

Динамика вод апт-сеноманского водоносного комплекса определяется тем, что песчаная фация этих отложений прослеживается по всей Западной Сибири, и движение вод, о чем было сказано выше, идет от складчатого обрамления бассейна (области питания) через центр впадины в северном направлении. Движение вод апт-сеноманского комплекса происходит в северном направлении, перепады напоров составляют около 0,01 МПа на 50 км, скорость движения вод равна 1-3 см/год.

Следует отметить также, что благодаря высокой водообильности, лучшими по сравнению с пресной водой нефтеотмывающими и нефтевытесняющими свойствами, обеспечивающими увеличение нефтеотдачи до 5%, апт-сеноманские воды широко используются для заводнения нефтяных пластов Сургутского, Нижневартовского, Ноябрьского и других районов Западной Сибири. Немаловажным обстоятельством для условий данного региона (суровая зима) является довольно высокая пластовая температура этой воды. Кроме того, при использовании апт-сеноманских вод не происходит отложения солей в обводняющихся скважинах и нефтепромысловом оборудовании, что интенсивно наблюдается при закачке пресных вод. Таким образом, разработка нефтяных месторождений с использованием для заводнения апт-сеноманских вод более эффективна, чем при закачке пресных вод.

Подземные воды комплекса содержат йод в количестве 14,6-21,0 мг/л, превышающем кондиционное значение, и может служить источником его извлечения в промышленных количествах; запасы йода в этих водах огромны. Кроме того, она является потенциальным сырьем для получения тяжелых рассолов, которые широко используются при ремонте и бурении скважин. Следует отметить также, что апт-сеноманская вода обладает эффективными лечебными свойствами. Сургутская (санаторий «Кедровый Лог») и Ноябрьская (с/п «Озерный») минеральные воды, приготовленные на основе апт-сеноманской, применяются для лечения хронических гастритов, заболеваний печени, улучшают работу желудочно-кишечного тракта и т.д.

Благодаря высокому содержанию йода она является эффективным средством лечения и профилактики заболеваний щитовидной железы и йододефицитных состояний. В виде ванн и бассейнов апт-сеноманская вода широко используется для профилактики и лечения сердечно-сосудистых заболеваний, радикулита, остеохондроза и т.д. Благодаря достаточно высокой температуре на устье скважин (до +45°C), апт-сеноманская вода может применяться в сельском хозяйстве для теплиц, отопления помещений для животных и других целей.

Верхний гидрогеологический этаж, о котором говорилось ранее, представлен, в основном, песчаными породами палеогена (атлымская, новомихайловская и туртасская свиты) и рыхлыми породами четвертичного возраста. Общая мощность комплекса 150-300 м. Воды преимущественно инфильтрационного генезиса, пресные, мягкие, общая жесткость 1,2-5,38 мг/экв.-л, реакция от слабокислой до слабощелочной, повсеместно характеризуются повышенным содержанием железа – до 6 мг/л, температура вод 1-5°C. Общая минерализация достигает 0.5 г/л. Воды атлымского и новомихайловского горизонтов соответствуют требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества», поэтому широко используются для централизованного водоснабжения городов Сургута, Когалыма, Нижневартовска, Ноябрьска и др.

Подземные воды четвертичных отложений приурочены преимущественно к четвертичным аллювиальным отложениям, представленным главным образом песками. Воды, как правило, безнапорные, напрямую связанные с озерами и речными системами, используются, в основном, для технического водоснабжения, они загрязнены, характеризуются повышенным содержанием аммиака и железа. Для питья они пригодны только после соответствующей очистки, при строгом соблюдении санитарных норм. Однако в течение большей части года (7 месяцев в году) подземные воды четвертичных отложений находятся в

замерзшем состоянии и поэтому они не могут служить постоянным и надежным источником водоснабжения.

1.5 Экологическое состояние территории

Все современные методы интенсификации нефтеотдачи пластов предполагают глубокое энергоемкое воздействие на коллектор, содержащийся в нем жидкий углеводород, изменение тонкой, молекулярной структуры флюида, его фазового, агрегатного состояния, давления, температуры и т.д. В большинстве случаев они оказываются потенциально опасными для загрязнения окружающей среды. Пагубное воздействие возможно на все экологически значимые объекты: воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека. Это обуславливает необходимость существования комплекса природоохранных мероприятий.

Также разработаны эффективные методы очистки и удаления выбросов в атмосферу. Существуют три основных способа очистки газов от газообразных и аэрозольных примесей: абсорбция жидкими поглотителями, адсорбция на твердых сорбентах и каталитическая очистка. При абсорбции жидкими поглотителями вредные примеси из отходящего газа поглощают растворителем. Выделенные компоненты используют для производственных целей, обезвреживают либо уничтожают. Абсорбционный метод применяют для очистки отходящих газов от сернистых соединений, паров кислот, окиси и двуокиси углерода и других токсичных углеводородов (фенол, формальдегид и др.). Адсорбция основана на поглощении примесей газов, подлежащих очистке твердыми веществами с большой удельной поверхности. Данные методы обеспечивают высокую степень очистки, что очень важно при удалении серосодержащих примесей, имеющих неприятные запахи даже при очень малых концентрациях.

В качестве сорбентов применяют активированный уголь, силикагелей, окислы металлов, цеолиты, ионообменные смолы и другие вещества. Недостатки метода – сложность оборудования и подверженность сорбентов механическому истиранию.

Каталитическая очистка газов основана на взаимодействии между собой удаляемых газов или дополнительно введенного компонента с ними в присутствии катализатора с образованием новых безвредных или менее вредных соединений. В процессе каталитического дожигания рекомендуется применение различных катализаторов для очистки газов от сернистого ангидрида: окислы металлов и их смеси, сульфиды металлов, палладий, платина и другие.

2 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Краткое описание проектируемого объекта

Водозаборные скважины Северо-Тончинского месторождения предназначены для обеспечения апт-сеноманской водой системы ППД нефтяного месторождения. Переоценка запасов апт-сеноманских вод Северо-Тончинского месторождения проводилась на основании условий лицензионного соглашения на право добычи апт-сеноманской воды для ППД, требований ГКЗ Роснедра и технического задания ОАО «Сургутнефтегаз», составленного с учетом потребности в воде системы ППД нефтяного месторождения.

Анализ накопленного опыта эксплуатации апт-сеноманских водозаборов показывает, что система ППД большинства водозаборов построена по традиционной схеме («наземная КНС») со сбором и подземной воды на поверхности, подачей ее самотеком на насосы высокого давления и последующей закачкой в нагнетательные скважины (приложение 2).

Апт-сеноманские воды применяются для технических целей по двум основным направлениям: для закачки в продуктивные горизонты нефтяных месторождений с целью поддержания пластового давления и приготовления тяжелого солевого раствора, используемого при проведении ремонтных работ на скважинах.

2.2 Геолого-гидрологические условия участка проведения работ

Следует отметить также, что благодаря высокой водообильности, лучшими по сравнению с пресной водой нефтеотмывающими и нефтевытесняющими свойствами, обеспечивающими увеличение нефтеотдачи до 5%, апт-сеноманские воды широко используются для заводнения нефтяных пластов Сургутского, Нижневартовского, Ноябрьского и других районов Западной Сибири. Немаловажным обстоятельством для условий данного региона (суровая зима) является довольно высокая пластовая температура этой воды. Кроме того, при использовании апт-сеноманских вод не происходит отложения солей в обводняющихся

скважинах и нефтепромысловом оборудовании, что интенсивно наблюдается при закачке пресных вод. Таким образом, разработка нефтяных месторождений с использованием для заводнения апт-сеноманских вод более эффективна, чем при закачке пресных вод.

Основные требования к режиму и условиям эксплуатации подземных вод Северо-Тончинского месторождения сводятся к следующему:

- одним из основных источников водоснабжения для заводнения нефтяных пластов Северо-Тончинского нефтяного месторождения является апт-сеноманский водоносный комплекс;
- максимальная проектная производительность водозабора с учетом технологического резерва составляет 5,0 тыс.м³/сут;
- общий фонд водозаборных скважин на Северо-Тончинском месторождении составляет 12 и распределяется следующим образом: эксплуатационных 10, резервных – 2 (таблица 2.1).

Таблица 2.1

Фонд водозаборных скважин

№	Куст	Скважина	Назначение	Q, м ³ /сут
1	к-1	1в	Добывающая	500
2	к-1	2в	Резервная	0
3	к-3	3в	Добывающая	500
4	к-2	4в	Добывающая	500
5	к-4	5в	Добывающая	500
6	к-5	6в	Добывающая	500
7	к-6	7в	Добывающая	500
8	к-7	8в	Добывающая	500
9	к-7	10в	Резервная	0
10	к-8	9в	Добывающая	500
11	к-8	11в	Добывающая	500
12	к-9	12в	Добывающая	500

Всего		12	Добывающих – 10, резервных -2	5000
-------	--	----	-------------------------------	------

- максимальное понижение динамического уровня в скважинах на конец расчетного срока водопотребления – 250 м от устья;

- расчетный срок эксплуатации апт-сеноманского водозабора – 25 лет;

- для гидродинамических расчетов схема расположения пробуренных водозаборных скважин (скв. 1в-7в) принимается по фактическому смещению их стволов на кровлю апт-сеноманского водоносного комплекса, а проектных скважин по выданному заказчиком местоположению на площади;

- способ добычи воды – насосный с использованием электропогружных насосов ЭЦНД-5-250-1900;

- качество апт-сеноманских вод удовлетворяет ОАО «Сургутнефтегаз».

2.3 Режимные исследования апт-сеноманских водозаборных скважин Северо-Тончинского месторождения

В соответствии с программой мониторинга подземных апт-сеноманских вод, утвержденной МПР РФ, службами НГДУ ОАО «Сургутнефтегаз», по всем месторождениям, расположенным на территории его деятельности, ежемесячно проводятся режимные исследования, включающие замеры динамического, статического уровней и температуры воды на устье скважин. Режимные исследования по водозаборным скважинам месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» проводятся с начала их эксплуатации. На большинстве из месторождений был замерен начальный статический уровень в водозаборных скважинах при вводе их в эксплуатацию, что позволяет качественно судить о гидрогеологических условиях разработки водоносного комплекса. Замеры уровней выполняются скважинными электроуровнемерами СИУ250 с погрешностью измерений ± 1 см и скважинными электронными эхолотами типа СУДОС и «Микон» с погрешностью ± 1 м. Получены следующие результаты режимных

исследований водозаборных скважин Северо-Тончинского и соседних месторождений.

Северо-Тончинское месторождение эксплуатируется с 2007 года. Накопленный отбор воды по состоянию на 01.01.2013 составил 1219.3 тыс.м³. Расчетное положение начального статического уровня находилось на глубине 20 м от устья скважин. Статический уровень, замеренный в скважине 1в (к-1) в июле 2009 года, определен на глубине 35 м от устья скважины. За три года эксплуатации водозаборных скважин текущий динамический уровень понизился и определен в июне 2012 года на глубине 51 м ниже устья, в скважине 2в динамический уровень – 57 м от устья, в скважине 3в – 75 м от устья, в скважине 4в динамический уровень – 72 м от устья, в скважине 5в – 41 м от устья, в скважине 6в – 60 м от устья. Обычно при больших дебитах воды (более 1000 м³/сут) разница между динамическим и статическим уровнями небольшая (порядка 5-10 м) при наличии коллекторов с хорошими емкостно-фильтрационными качествами (Конитлорский, Федоровский, Западно-Сургутский, Родниковый и др. участки). Однако при работе рыхлых пород верхней части разреза, как показал опыт эксплуатации, динамические уровни могут резко падать и потом восстанавливаться (Ай-Пимский, Северо-Лабатьюганский и др.). Примерно такая ситуация отмечалась в 2008 году по скважине 1в: при дебите скважины 37 м³/сут (в 2007 году) динамический уровень замерен на глубине 95 м от устья, в дальнейшем при среднесуточном отборе 145 м³/сут динамический уровень восстановился до 34 м от устья (в июле 2008). Есть вероятность и неправильного замера динамического уровня с помощью эхолотов разного типа. Не исключается также, что при малых дебитах происходит накопление на забое песчаной пробки и в дальнейшем ее вымывание при более высоком дебите и установившемся отборе. В любом из этих случаев правильным является более высокое положение динамического уровня. В пределах Северо-Тончинского месторождения по состоянию на 01.01.2013 года, текущий статический уровень определяется на глубине 25-36

м, а динамический - не более 80 м от устья скважин при дебитах скважин 100 - 500 м³/сут.

Водозабор Тончинского месторождения (расположен 8 км южнее Северо-Тончинского) эксплуатируется 11 лет. Накопленный отбор на 01.01.2013 составил 4087 тыс.м³. Фактические дебиты скважин изменялись от 50 до 700 м³/сут и определялись потребностями системы ППД и производительностью спущенных насосов. Начальный статический уровень замерен в 2003 году на глубине 10 м от устья. Динамический уровень замерен в 2004 году в скважине 1в (к-491) на глубине 23 м. За последующие 8 лет эксплуатации с суммарными дебитами до 1451 м³/сут положение динамического уровня изменилось до 83 м от устья (скв. 2в – 2012). Статический уровень фиксируется на уровне от 26 м до 31 м. В 2009 году динамический уровень в скв. 1в (к-491) определен на глубине 22 м. В 2012 году в скважине 1в (к-491) динамический уровень снизился и определен – 77 м от устья, в скважине 2в (к-491) динамический уровень определен - 83 м от устья, в скважине 4в (к-501) динамический уровень определен - 82 м от устья. Причиной резкого снижения динамических уровней в скважинах Тончинского месторождения в 2011 – 2012 годах можно объяснить тем фактом, что мониторинг уровней до 2011 года по месторождениям выполнялся специалистами ООО НТПЦ «СЕНОМАН» и ООО «ГЕОИЛ» скважинными электроуровнемерами СИУ250 с погрешностью измерений ±1 см. После 2010 года исследования водозаборных скважин проводят в НГДУ, используя скважинные электронные эхолоты типа СУДОС и «Микон» с погрешностью ±1 м.

Анализ имеющегося значительного фактического материала по режимным исследованиям показал, что:

- динамические уровни в скважинах всех водозаборов при их длительной работе и больших отборах воды, как правило, не превышают 100 м от устья;

- после остановки скважин уровни в них до первоначальных статических восстанавливаются достаточно быстро, от нескольких часов до нескольких дней;

- в простаивающих скважинах, которые не эксплуатируются несколько лет, замеренные уровни близки к начальным статическим;

- уровни воды в остановленных скважинах следует замерять после длительной остановки (несколько дней) при условии восстановления температурного режима по стволу скважины после полной дегазации в ней воды.

Таким образом, вокруг работающих водозаборов в результате отборов воды, особенно значительных по объему, динамические уровни в скважинах падают, и со временем вокруг кустов скважин формируются динамические (текущие) депрессионные воронки, которые в отдельных случаях могут выходить за пределы нефтяных месторождений. В настоящее время эти воронки носят локальный характер, и говорить о регионально развитой техногенной депрессионной зоне в апт-сеноманском водоносном комплексе на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» нет оснований.

Учитывая все изложенное выше, очевидно, что водозаборные скважины Северо-Тончинского и соседних месторождений работают в условиях неустановившегося режима фильтрации, понижение динамического уровня за длительный период эксплуатации и больших отборах воды по фактическим данным не превысило 100 м от устья скважин. Источником формирования эксплуатационных запасов вод, как показали результаты эксплуатации, являются упругие силы толщи и насыщающей его воды.

2.4 Характеристика качества подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса

Изучение вод апт-сеноманского водоносного комплекса проведено в соответствии с ОСТ 39225-88 "Вода для заводнения нефтяных пластов.

Требования к качеству", а также "Основными положениями по качеству поверхностных пресных и промышленных сточных вод, применяемых для закачки в пласт на месторождениях Западной Сибири" (РД-39-1-1155-84). При этом все этапы подготовки и закачки воды, в том числе контроль за динамикой физико-химических свойств, совместимостью с пластовыми водами, состоянием призабойной зоны (коэффициентом приемистости нагнетательных скважин), содержанием нефтепродуктов, трехвалентного железа, сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) и т.д., контролируются нефтедобывающими предприятиями ОАО «Сургутнефтегаз». Как правило, это отделы разработки нефтедобывающих управлений (НГДУ) ОАО «Сургутнефтегаз» совместно с геологическими службами. При каждом НГДУ ОАО «Сургутнефтегаз» имеются специализированные научно-исследовательские лаборатории, проводящие все требующиеся исследования. Отчеты по контролю качества воды ежегодно направляются в Агентство по недропользованию по ХМАО-Югре в феврале месяце за предыдущий год. Поскольку закачка апт-сеноманской воды с целью ППД на нефтяных месторождениях осуществляется почти 50 лет, различные аспекты качества воды рассмотрены в многочисленных работах таких организаций как СургутНИПИнефть, ВНИИнефть, НТПЦ «Сеноман», ЗапСибНИГНИ и др., доказана высокая эффективность ее использования. Результаты этих исследований полностью соответствуют условиям Северо-Тончинского участка.

При разработке нефтяных залежей с применением заводнения в нефтяных пластах происходят сложные гидрохимические процессы, из которых наиболее важными в практическом отношении являются: смешение закачиваемой воды с пластовой, их взаимодействие с породами и углеводородами, изменение геотемпературных условий и т. д.

Качество апт-сеноманских вод рассматривается применительно к оценке эффективности их использования при вытеснении нефти из нефтяных

пластов по сравнению с пресными поверхностными водами и определяется физическими, химическими и физико-химическими показателями.

К физическим относятся: температура вод, их газонасыщенность и вязкость, фильтрационные параметры продуктивного пласта, содержание взвешенных частиц. Эти показатели в настоящее время достаточно полно изучены. Воды относятся к термальным, вязкость 0,5-0,45 Пуаз при температуре 60-70⁰С, плотность 1,011,015 т/м³ в стандартных условиях, содержат растворенный газ, преимущественно метан. При их закачке в продуктивные пласты не происходит негативных изменений физических свойств пластовых вод, углеводородов и нефтеносной породы, что наблюдается, когда используют для этих целей пресные холодные воды. В последнем случае пластовая температура снижается, увеличивается вязкость нефти, ухудшаются условия фильтрации жидкости и, как результат, снижается нефтеотдача. Кроме того, закачка пресной холодной воды приводит к отложению солей, появлению сульфатредукции, образованию сероводорода и развитию соответствующих отрицательных последствий для эксплуатации нефтяных месторождений.

К химическим показателям относится химсостав закачиваемой и пластовой вод, нефти и растворенных в них газов, которые в рассматриваемом регионе также хорошо исследованы. При изучении химсостава вод и углеводородов особое внимание следует обращать на возможность выпадения солевого осадка при смешении воды, используемой для заводнения, с пластовой и вероятность нарушения карбонатного равновесия в результате изменения термобарических условий продуктивного пласта, а также коррозию оборудования. Рассмотрим эти показатели более детально. Воды апт-сеноманского водоносного комплекса и большинства неокомских водоносных горизонтов имеют хлоридный натриевый состав, тип вод – хлоркальциевый и идентичны по химсоставу; растворенный газ – преимущественно метан. При их смешении в любой пропорции и различной температуре (от пластовой до 20⁰С) выпадение твердого осадка не

отмечается. Однако в юрских и нижнемеловых продуктивных пластах развиты воды гидрокарбонатно-натриевого типа, которые по химсоставу несколько отличаются от апт-сеноманских. В результате смешения в этом случае образуется небольшое количество хлопьевидного рыхлого карбонатного осадка, который, как показали промысловые исследования, не оказывает заметного отрицательного влияния на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

При закачке же пресных поверхностных вод в нефтяные пласты наблюдается интенсивное отложение твердого, в основном, карбонатного осадка в обводняющихся нефтяных скважинах и наземном промысловом оборудовании. Его образование обусловлено нарушением карбонатного равновесия в результате изменения термодинамических условий и обменных реакций между водой, породой, нефтью и газом. Борьба с этими отложениями чрезвычайно сложна и требует больших затрат. Отчасти по этой причине в Западной Сибири для заводнения используют преимущественно апт-сеноманскую воду, особенно на первой стадии разработки, а в дальнейшем, после создания в пласте оторочки из этой воды, могут применяться и пресные воды.

Определенный интерес представляет воздействие апт-сеноманской воды на коррозию труб и оборудования. Известно, что коррозионность вод зависит, главным образом, от наличия в них кислых газов (сероводород, кислород, углекислота), которые могут содержаться непосредственно в воде или поступать в нее из атмосферы. В апт-сеноманских водах растворенный газ преимущественно метанового состава (до 98%), углекислота и азот присутствуют в незначительном количестве (не более 2%), сероводород и кислород отсутствуют. Промысловые исследования показали, что скорость коррозии труб апт-сеноманской водой в условиях ее контактирования с воздухом возрастает в 10-15 раз по сравнению с закрытой системой. Апт-сеноманская вода в этом случае обладает высокой коррозионной активностью. Без доступа воздуха (герметичные условия) интенсивность коррозии

незначительна, поскольку в апт-сеноманской воде отсутствуют кислые газы, а содержание углекислоты незначительно. Это подтверждается также результатами просмотра внутренней поверхности эксплуатационной колонны бальнеологической скважины 1 бис санатория-профилактория “Кедровый Лог”.

При выборе вод для нагнетания в нефтяные пласты необходимо, кроме эксплуатационных запасов, учитывать и ее физико-химические (технологические) свойства, влияющие на нефтевытесняющие и нефтеотмывающие характеристики воды, которые зависят от вязкости воды и нефти, фильтрационных показателей пластов-коллекторов, их литолого-петрофизических характеристик, набухаемости глинистого материала отложений и др.

По результатам лабораторных исследований фильтрационная способность апт-сеноманской воды в несколько раз выше речной.

Показатели и нормы качества апт-сеноманских вод:

1. Водородный показатель (рН)

По данным химанализов апт-сеноманских вод рН изменяется от 7,3 до 8,0 и не превышает пределов, установленных в ОСТ (4,5-8,5)

2. Фильтрационная характеристика

На Северо-Тончинском водозаборном участке предусмотрены меры по контролю за содержанием КВЧ в апт-сеноманской воде. Содержание КВЧ в большинстве проб воды небольшое (менее 30 мг/л) и отвечает требованиям. Рекомендация ОСТ по приемистости нагнетательных скважин выполняется, и в случае ее снижения необходимо проводятся мероприятия по очистке забоя скважины и восстановлению приемистости (обработка забоя ПАВ, раствором серной кислоты, полимерами и т.д.).

3. Совместимость с пластовой водой и породой

Совместимость апт-сеноманской воды с пластовой изучалась в лабораторных условиях в 70-х годах прошлого столетия путем смешения этих вод в различных пропорциях. Установлено, что при смешении апт-

сеноманской воды, тип которой всегда хлоркальциевый, с пластовыми водами нефтяных пластов такого же типа, осадка не образуется, что, впрочем, и вытекает из теоретических расчетов, их смешение носит характер разбавления. При смешении же апт-сеноманской воды с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа образуется в незначительном количестве хлопьевидная взвесь, которая, как показала практика разработки месторождений, не сказывается отрицательно на эффективности эксплуатации. Весьма важным показателем эффективности вытеснения нефти водой являются ее нефтеотмывающие и нефтевытесняющие свойства, которые зависят, в первую очередь, от поверхностного натяжения на контакте нефть-вода и от соотношения их вязкостей. Многочисленные лабораторные опыты, которые потом были подтверждены практикой, показали, что апт-сеноманская вода лучше отмывает и вытесняет нефть, чем пресная (коэффициент вытеснения первой 57%, второй – 52%). В конечном итоге использование апт-сеноманской воды в натуральном виде позволяет увеличить нефтеотдачу до 5% по сравнению с использованием для этих целей пресной воды. Кроме того, закачка пресной воды из рек, сопровождается интенсивным отложением солей в подземном и наземном оборудовании промысла при обводнении эксплуатационных скважин, чего не наблюдается при использовании для ППД апт-сеноманской воды.

4. Размер частиц механических примесей

Согласно ОСТ при закачке в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм² должно быть 90% частиц не крупнее 0,05 мм.

5. Содержание нефти

Нефть и нефтепродукты в апт-сеноманской воде отсутствуют.

6. Содержание растворенного кислорода

Растворенный кислород в апт-сеноманских водах по данным глубинных проб воды на месторождениях Сургутского района (Родниковое, Русскинское, Усть-Балыкское, «Кедровый Лог» и др.) отсутствует. Кроме

того, среда нахождения этих вод восстановительная (E_h имеет отрицательное значение) и трактуется однозначно как бескислородная.

7. Набухаемость пластовых глин.

В минеральном составе глин присутствуют монтмориллонит, гидрослюда, каолинит и смешанно-слойные образования. В разрезе свиты встречаются прослой и линзы углей и карбонатно-обломочных пород толщиной от 0,5 до 2-3 и иногда больше метров, представленных песчаниками и алевролитами с кальцитовым, часто вместе с сидеритовым цементом, а также карбонатных пород – глинистых или чистых известняков толщиной от нескольких сантиметров до первых метров. Литологический состав продуктивных пластов примерно такой же. Поскольку апт-сеноманские воды, закачиваемые в нефтяные пласты, и пластовые воды по минерализации и по составу практически не отличаются друг от друга, набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не отличается от их набухаемости в воде продуктивных горизонтов. Проведенные многочисленные лабораторные исследования, которые подтверждены в настоящее время практикой разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, также показывают на отсутствие этой проблемы, что подтверждается увеличением коэффициента нефтеизвлечения при использовании апт-сеноманской воды для ППД.

8. Коррозионная активность

В природной апт-сеноманской воде отсутствуют кислые газы (кислород, сероводород), являющиеся основными факторами коррозии металлов. Как показали исследования на кусочках металлов, погруженных в эту воду на разное время, она незначительна за счет ее минерализации и температуры. В практических делах ею можно пренебречь. Однако, при контакте с воздухом за счет кислорода, который растворяется в воде, она становится очень агрессивной и быстро разрушает металл (например, скорость коррозии наиболее стойкой стали марки 3 увеличивается в 10-15 раз). Примером этого является интенсивное разрушение

негерметичного оборудования устьев водозаборных скважин и водоводов. В условиях отсутствия контакта с воздухом апт-сеноманская вода практически не обладает коррозионными свойствами. Это подтверждается результатами телевизионного осмотра внутренней поверхности труб бальнеологической скважины 1бис (Кедровый Лог), эксплуатируемой более 20 лет, когда следов коррозии не было обнаружено, а также длительной безаварийной работой закрытой системы сбора и транспортировки апт-сеноманских вод.

9. Содержание сероводорода

В случаях заводнения нефтяных месторождений пресными поверхностными водами есть риск заражения микроорганизмами и активации микробиологических процессов. В частности, биогенная сульфатредукция интенсивно развивается в условиях, когда для заводнения используются пресные воды. Зона интенсивного водообмена служит благоприятной средой для развития сульфатовосстанавливающих бактерий (СВВ), активно продуцирующих сероводород, вызывает коррозию металла и электрохимическое поведение стали в пластовой воде.

Кроме разрушений металла, сероводород ухудшает качество нефти, а тонкодисперсный сульфид железа и вымершие биомассы бактерий забивают призабойную зону нагнетательных скважин, снижая на 30–40% проницаемость и существенно ухудшая показатели разработки месторождений нефти.

Наиболее благоприятные условия для биохимических процессов складываются в призабойной зоне нагнетательных скважин при заводнении нефтяных пластов. Эта зона после определенного времени превращается в своеобразный генератор сероводорода, а закачиваемая в пласт пресная (не минерализованная апт-сеноманская) вода, проходя через нее, теряет значительную часть сульфатов и обогащается сероводородом. Последний, продвигаясь по продуктивному пласту, достигает добывающих скважин и, соединяясь с ионами двух- и трехвалентного железа, присутствующими в пластовой воде, образует осадки сульфидов железа. Сульфиды железа

ускоряют коррозионное разрушение скважинного оборудования, выкидных и сборных трубопроводов, объектов системы подготовки нефти и поддержания пластового давления. Совершенно иная картина наблюдается при использовании для заводнения апт-сеноманской воды. По данным многочисленных исследований проб апт-сеноманской воды в растворенном газе, имеющем преимущественно метановый состав, сероводород не обнаружен (месторождения Усть-Балыкское, Конитлорское, Русскинское, санаторий «Кедровый Лог» и др.). По анализам апт-сеноманской воды содержание железа в ней незначительно и не сказывается на качестве закачиваемой воды.

10. Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий

Сульфатвосстанавливающие бактерии по данным ВНИИнефть и НИИГИГ в водах апт-сеноманского комплекса в Сургутском районе не обнаружены. При закачке пресных вод они, хотя и в небольшом количестве, но имеются. Однако процесс сульфатредукции при заносе этих бактерий в нефтеносные пласты будет тормозиться отсутствием сульфатов и высокой пластовой температурой.

11. Содержание ионов трехвалентного железа.

Воды апт-сеноманского водоносного комплекса и продуктивных горизонтов не содержат окисляющие компоненты, что исключает возможность образования трехвалентного железа.

Таким образом, термальные апт-сеноманские воды могут эффективно использоваться в качестве основного и дополнительного, постоянного и временного источников водоснабжения, что подтверждено 40-летней эксплуатацией нефтяных месторождений Западной Сибири.

Химсостав апт-сеноманской воды и содержание микроэлементов в процессе длительной эксплуатации водозаборов не меняются. Так например, на Северо-Тончинском, Усть-Балыкском, Западно-Сургутском, Солкинском и других водозаборных участках после 2025 лет работы состав воды и количество микроэлементов в них не изменились. И это естественно,

поскольку в пределах огромного по площади региона апт-сеноманский водоносный комплекс представляет собой единое гигантское месторождение подземных вод и характеризуется идентичными геолого-гидрогеологическими условиями.

В последнем случае в апт-сеноманские скважины опускаются насосы высокого давления, которые напрямую перекачивают воду в нагнетательные скважины или в водораспределительные гребенки.

Учитывая однотипность строения и высокие фильтрационные свойства толщи в региональном плане, водозаборные скважины можно располагать в любых наиболее выгодных местах с точки зрения системы разработки нефтяного месторождения и его обустройства (обычно на территории КНС). Более того, их размещают компактно в виде кустов наклонных скважин, разбуриваемых с одной площадки, что чрезвычайно важно, учитывая высокую заболоченность территории, и является экономически эффективным. Причем, кустовое расположение скважин (не более 10 в кусте) при их смещении по кровле сеноманского яруса на 250-300 м является рациональным в гидрогеологическом отношении и позволяет эксплуатировать скважины с высокими дебитами в течение длительного срока.

Таким образом, учитывая все изложенное выше, очевидно, что водозаборные скважины Северо-Тончинского месторождения работают в условиях неустановившегося режима фильтрации, понижение динамического уровня в пределах водозабора за срок эксплуатации по фактическим данным не превысило 75 м от устья скважин, а статический уровень находится на глубине не более 36 м от устья скважин. Источником формирования эксплуатационных запасов вод, как показали результаты эксплуатации, являются упругие силы толщи и насыщающей её воды. Подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод о том, что результаты промышленной эксплуатации и гидродинамических исследований Северо-Тончинского водозабора, согласно п.10 действующей Классификации

запасов и прогнозных ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод, позволяют запасы подземных вод Северо-Тончинского месторождения считать разведанными и в количестве 5.0 тыс.м³/сут отнести к категории В.

3. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Общие сведения об объекте геологического изучения

Водозаборные скважины Северо-Тончинского месторождения предназначены для обеспечения апт-сеноманской водой системы ППД нефтяного месторождения. Переоценка запасов апт-сеноманских вод Северо-Тончинского месторождения проводилась на основании условий лицензионного соглашения на право добычи апт-сеноманской воды для ППД, требований ГКЗ Роснедра и технического задания ОАО «Сургутнефтегаз», составленного с учетом потребности в воде системы ППД нефтяного месторождения.

Анализ накопленного опыта эксплуатации апт-сеноманских водозаборов показывает, что система ППД большинства водозаборов построена по традиционной схеме («наземная КНС») со сбором и подземной воды на поверхности, подачей ее самотеком на насосы высокого давления и последующей закачкой в нагнетательные скважины.

Апт-сеноманские воды применяются для технических целей по двум основным направлениям: для закачки в продуктивные горизонты нефтяных месторождений с целью поддержания пластового давления и приготовления тяжелого солевого раствора, используемого при проведении ремонтных работ на скважинах.

3.2. Общая характеристика геологической изученности объекта

Наиболее интенсивно изучение Западно-Сибирского нефтегазо-носного региона началось с 60-х годов прошлого столетия в связи с поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений. Широкий комплекс геологоразведочных работ, проведенных с этой целью, включал разнообразные наземные геофизические методы исследований, бурение большого числа скважин различного целевого назначения (структурных, параметрических, поисковых, разведочных и эксплуатационных на нефть) с отбором керна и его изучением в лабораторных условиях. Бурение скважин сопровождалось выполнением различных видов каротажных работ и

гидродинамических исследований. Основное внимание при этом уделялось изучению как продуктивных на нефть и газ юрских и нижнемеловых горизонтов, так и апт-альб-сеноманских отложений.

По результатам изучения апт-сеноманского водоносного комплекса в период 60-80х годов прошлого столетия на Русскинской, Усть-Балыкской, Правдинской, Западно-Сургутской и др. площадях были получены достоверные данные, о его относительно простом геологическом строении и гидрогеологических условиях, однотипности отложений, высоких фильтрационно-емкостных свойствах и практически одинаковом химическом составе вмещаемых этим комплексом подземных вод на всей территории Сургутского района и далеко за его пределами.

В силу специфики работ разведка апт-сеноманского водоносного комплекса на каждом нефтяном месторождении изучаемого района ведется попутно разведочными скважинами на нефть, в которых проводится комплекс ГИС, вполне достаточный для изучения геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств отложений комплекса. Однако опробование и гидрогеологические исследования апт-сеноманской толщи в разведочных нефтяных скважинах провести не представляется возможным, за исключением отдельных по разным причинам возвращенных скважин. Этот комплекс работ выполняется по пробуренным, чаще всего уже находящимся в эксплуатации, водозаборным скважинам. Таким образом, на основе использования результатов бурения разведочных скважин на нефть и гидрогеологических исследований эксплуатационных водозаборных скважин специальной конструкции ведется разведка апт-сеноманских отложений для целей подсчета запасов воды, проектирования разработки, лицензирования и дальнейшей эксплуатации. Эта методика разведки в настоящее время является общепринятой, и практикой доказана ее высокая эффективность. Она позволяет отказаться от бурения дорогостоящих разведочных скважин на апт-сеноманскую толщу, избежать трудностей при сбросе природоопасных соленых вод в процессе проведения опытных работ и

получить необходимые геолого-гидрогеологические данные для качественной оценки запасов вод и последующей их разработки.

Изучение апт-сеноманского водоносного комплекса на Северо-Тончинском участке осуществлялось поэтапно с начала открытия месторождения и в комплексе включало:

1. Региональное изучение геологического строения водоносного комплекса. Месторождение нефти открыто в 1997 году. Согласно существующим в это время нормативным документам проводилось комплексное изучение строения месторождения с целью подготовки к подсчету запасов. Геолого-гидрогеологические, физико-географические, водохозяйственные, экологические и другие условия апт-сеноманского водоносного комплекса изучались параллельно с вопросами, касающимися нефтегазоносности разреза, и были установлены по данным большого количества разведочных на нефть скважин, которыми вскрывалась вся толщина водоносного комплекса.

2. Изучение геологического строения, литолого-петрографических особенностей и гидрогеологических условий апт-сеноманского водоносного комплекса на Северо-Тончинском месторождении. Обязательным разделом в процессе оценки запасов нефти и целесообразности их освоения являлось изучение гидрогеологических условий месторождения. В этот период выделены водоносные комплексы, дано их описание, изучен литологический состав, получены сведения, обеспечивающие создание природной гидрогеологической модели строения апт-сеноманского водоносного комплекса в пределах месторождения, дана оценка источников формирования запасов водоносного комплекса.

3. В 2007 году месторождение было подготовлено к промышленному освоению, введено в эксплуатацию и одновременно стала проводиться добыча и закачка апт-сеноманской воды с целью поддержания пластового давления в продуктивных отложениях. Начался этап детального изучения водоносного комплекса. Выполнена оценка емкостно-фильтрационных

свойств коллекторов апт-сеноманского водоносного комплекса с учетом закономерностей их регионального изменения. Коллектора апт-сеноманского водоносного комплекса изучались по данным ГИС и лабораторным исследованиям выносимого шлама. Установлены их высокие емкостно-фильтрационные качества. Физико-химические свойства апт-сеноманских вод и динамика ее качеств, применительно к использованию ее в системе ППД в продуктивных горизонтах изучались практически на всех действующих водозаборах региона, что позволило установить их совместимость с пластовыми водами и вещественным составом продуктивных пластов. Кроме того, была установлена эффективность закачки апт-сеноманской воды, что давало по сравнению с закачкой пресной воды 3-5% дополнительной нефти. Дан прогноз качества и количества воды в течение расчетного срока эксплуатации водозабора.

4. Запасы апт-сеноманских вод Северо-Тончинского водозаборного участка для целей ППД утверждены ГКЗ Минприроды России в 2004 году в количестве 3,0 тыс.м³/сут кат. С1 (протокол ГКЗ №910 от 23 июня 2004 г.).

5. В 2008 году с учетом изменений проектных решений по обустройству месторождения для разработки водоносного комплекса выполнена переоценка запасов подземной воды. Запасы были утверждены ГКЗ Роснедра по кат. С1 в количестве 3,0 тыс.м³/сут на 3-летний срок опытно-промышленной эксплуатации (протокол ГКЗ №2043 от 23 октября 2009 г.).

6. В 2011 году с учетом изменений проектных решений по обустройству месторождения, увеличением количества водозаборных скважин, перераспределением запасов по площади и уточнением границ горного отвода для разработки водоносного комплекса выполнена переоценка запасов подземной воды. Запасы были утверждены ГКЗ Роснедра по кат. В в количестве 3,0 тыс.м³/сут на 25-летний расчетный срок эксплуатации (протокол ГКЗ №2584 от 7 октября 2011 г.).

7. На дату переоценки запасов подземных вод, представленной в настоящей работе, 7 скважин Северо-Тончинского водозабора находятся в эксплуатации, 5 скважин проектные, накоплен опыт эксплуатации, проведены гидродинамические исследования водозаборных скважин, достигнут проектный дебит, получены дополнительные данные о геолого-гидрогеологической модели строения, потенциальных добычных возможностях водоносного комплекса, емкостно-фильтрационных свойствах коллекторов, качестве воды и т.д.

3.4. Методика проведения геологоразведочных работ

На практике реализуется двух стадийное проведение исследовательских работ по апт-сеноманским отложениям. На первой стадии изучаются преимущественно региональное и детальное гидрогеологическое строение комплекса, фильтрационно-емкостные свойства водоносной толщи, качество вод для ППД, анализируются условия эксплуатации и т.д. Для условий водозаборных участков апт-сеноманского артезианского бассейна, относящихся согласно "Классификации запасов и прогнозных ресурсов питьевых, технических и минеральных подземных вод" к первой группе месторождений подземных вод, эта стадия по степени изученности дает право оценить запасы подземных вод по их целевому назначению, получить лицензию на недропользование, построить водозабор и начать его опытно-промышленную эксплуатацию.

Учитывая однотипность геологического и гидрогеологического строения водоносного комплекса, для этих целей следует обрабатывать данные ГИС разведочных скважин в значительно меньшем количестве, чем их пробурено для разведки нефтяных пластов, шире использовать принцип аналогии. Опыт показывает, что для очень больших по площади нефтяных месторождений достаточным является обработка 8-10 скважин, расположенных по взаимно перекрещивающимся профилям из расчета примерно 1000 га на скважину. Использование для изучения толщи всего разведочного фонда сопряжено с проведением большого объема

интерпретационных работ по ГИС, удорожанием стоимости работ, практически не уточняет геологию и лишено смысла. Подсчет запасов подземных вод в этом случае проводится на основе установленной природной гидрогеологической модели участка недр, строения эксплуатационного водоносного комплекса, определенных величин гидрогеологических параметров с учетом закономерностей их изменения, горно-геологических условий для строительства водозаборных сооружений. Все эти условия для Северо-Тончинского месторождения, включая региональную изученность комплекса, закономерности изменения подсчетных параметров, высокую степень аналогии строения проектных и длительно работающих водозаборов (участков и скважин), качество подземных вод, совместимость с пластовыми водами, гидродинамический режим, температурный режим и др., изучены досконально, в том числе по 52 работающим водозаборам, расположенным равномерно по территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз».

На второй стадии проводится комплекс гидрогеологических, гидродинамических исследований и уточнение по ним и результатам эксплуатации гидрогеологических параметров апт-сеноманской толщи. Обязательными являются также режимные наблюдения, отбор проб воды и газа на анализ, контроль за отбором воды, временем работы скважин и выносом песка. По полученным данным исследований скважин с учетом результатов эксплуатации водозаборов проводится переоценка запасов по промышленным категориям.

В пределах рассматриваемого Северо-Тончинского месторождения и за его пределами целевой апт-сеноманский водоносный комплекс характеризуется относительно простыми и однообразными геологическим строением и гидрогеологическими условиями, выдержанными водоносными горизонтами с однородными фильтрационными свойствами. В пределах Северо-Тончинского месторождения комплекс сложен мощной 833-метровой толщей песчано-глинистых отложений, изолированных сверху и снизу

регионально выдержанными глинистыми породами значительной толщины. Характеризуется относительно простыми и однообразными геолого-гидрогеологическими условиями, выдержанными водоносными пачками пород с близкими фильтрационными свойствами на большой протяженности. Водозаборный участок согласно "Классификации запасов подземных вод" относится к 1-й группе месторождений технических вод – месторождений артезианских бассейнов с простыми геолого-гидрогеологическими условиями.

С учетом изложенного апт-сеноманский водоносный комплекс при оценке запасов вод на Северо-Тончинском месторождении схематизируется как неограниченный в плане, надежно изолированный сверху и снизу гидродинамически единый водоносный пласт с параметрами, осредненными по разрезу и площади участка. Источником формирования запасов вод этого комплекса являются упругие силы толщи пород и воды, освобождающиеся при снижении пластового давления.

Для переоценки запасов подземных вод целесообразно применять гидродинамический метод, который обеспечивает достаточную для практических целей точность решения задачи.

При расчете запасов вод участков, состоящих из n -го количества взаимодействующих скважин, понижение динамического уровня в любой точке пласта для условий Северо-Тончинского месторождения определяется по формуле Тейса (3.1) для нестационарного режима фильтрации и практически совершенных водозаборных скважин (таблица 3.1):

, где (3.1)

первый компонент правой части равенства выражает понижение уровня в скважине в зависимости от дебита скважины, гидродинамических параметров и времени эксплуатации, второй - сумму срезов уровня за счет интерференции соседних скважин водозабора в тот же период и третий - сумму срезов уровня за счет влияния окружающих водозаборных участков. В вышеприведенной формуле:

Q_o дебит скважины, в которой определяется понижение уровня (м³/сут);

km водопроницаемость (м²/сут);

χ пьезопроводность (м²/сут);

r_o радиус скважины (по размеру долота) (м);

n, m количество водозаборных скважин и участков;

Q_i дебит i -той скважины (м³/сут);

r_i расстояние между взаимодействующими скважинами (м);

r_z расстояние между взаимодействующими водозаборными участками (м);

t время работы объекта (м);

Q_z дебит z -того водозаборного участка (м³/сут);

S_i расчетное снижение уровня (м).

Таблица 3.1

Таблица понижений динамических уровней по водозаборным скважинам Северо-Тончинского месторождения для определения наиболее нагруженной скважины на 25-летний срок эксплуатации

№№	куст	скважина	$H_{д.гис}, м$	$H_{д.гис}, м$
1	к-1	1в	-163,8	-184,3
2	к-3	3в	-163,4	-183,6
3	к-2	4в	-163,3	-183,6
4	к-4	5в	-164,3	-185,9
5	к-5	6в	-163,3	-183,6
6	к-6	7в	-164,0	-184,5
7	к-7	8в	-161,3	-181,5
8	к-8	9в	-161,3	-181,5
9	к-8	11в	-161,3	-181,5
10	к-9	12в	-161,5	-181,8

Если расчетное снижение уровня в наиболее нагруженной скважине (с учетом текущего статического уровня) не превышает заданное на конец планируемого срока, то запасы воды считаются обеспеченными.

Расчетная схема для оценки запасов подземных вод принималась, исходя из фактического (скважины 1в–7в) и проектного (скважины 8в–12в) расположения водозаборных скважин и смещения их стволов по кровле апт-сеноманского водоносного комплекса.

Переоценка запасов подземных апт-сеноманских вод для использования в системе ППД проводилась по двум вариантам: с использованием подсчетных параметров, полученных по материалам промыслово-геофизических данных (ГИС) и в результате гидродинамических исследований (ГДИС). Учитывались сведения по соседним месторождениям. При расчете понижений уровней в водозаборных скважинах Северо-Тончинского месторождения за счет интерференции ближайших работающих месторождений, как уже отмечалось выше, подсчетные параметры принимались равными среднеарифметическим значениям между ними (таблица 3.2).

Таблица 3.2

Средние значения подсчетных параметров водопроницаемости и пьезопроводности

№ п/п	Месторождение подземных вод	Средние подсчетные значения (м/р + Сев.-Тончинское м/р) ГИС		Средние подсчетные значения (м/р + Сев.-Тончинское м/р) ГДИС	
		Водопроницаемость, м ² /сут	Пьезопроводность, $\times 10^5$ м ² /сут	Водопроницаемость, м ² /сут	Пьезопроводность, $\times 10^5$ м ² /сут
1	2	3	4	5	6
1	Северо-Тончинское	273,7	2,77	185,2	1,9
2	Вачимское	274,1	2,9	268,3	3,9
3	Яунлорское	308,2	3,1	263,3	2,7

4	Федоровское	294,9	2,9	239,2	2,7
5	Русскинское	328,5	3,1	184,1	3,7
6	Савуйское	291,7	2,9	296,6	5,7
7	Быстринское	291,4	3,0	283,9	2,4
8	Лянторское	260,4	2,7	354,5	4,4
9	Западно-Сургутское	323,7	3,2	271,5	4,3
10	Тончинское	311,0	2,9	279,4	4,8
11	Северо-Юрьевское	303,3	3,0	276,6	7,0

В каждой скважине изучаемого участка снижение уровня (S_i) складывается из работы скважины (S_o), влияния работы скважин исследуемого водозабора ($\Sigma\Delta S_1$), влияния работы взаимодействующих водозаборных участков ($\Sigma\Delta S_2$) и ее несовершенством ΔS_ζ (таблица 3.3; 3.4):

$$S_i = S_o + \Sigma\Delta S_1 + \Sigma\Delta S_2 + \Delta S_\zeta \dots \dots \dots (3.3)$$

Расчеты понижений динамических уровней ($H_{y.дин}$) в скважинах проводились от их устья. С учетом текущего статического уровня ($H_{y.ст.тек}$) значение динамического уровня ($H_{y.дин}$) от устья скважины рассчитывается по соотношению (таблица 3.3; 3.4):

$$(3.4)$$

Таблица 3.3

Северо-Тончинское месторождение. Результаты расчетов понижения динамического уровня в наиболее нагруженной скважине 5в (куст 4) при ее работе, интерференции соседних водозаборных скважин месторождения и ближайших водозаборных участков (через 25 лет) по данным ГИС

Водозабор	№ куста	№№ скважин	Фильтрационные параметры принятые для расчетов		Q,		S ₀	ΣS ₂		ΔS _ζ	H _{ст.те} к	S ₁ от устья		H _{у-дин}		
			е	χ	уч-ками	м ³ /сут		м	м			м	м		м	м
			м ² /сут	м ² /сут												
Северо-Тончинский	к-4	5в	273,7	2,77·10 ⁵	0,2	500	3,91			12,2		116,1	164,3			
	к-1	1в	273,7	2,77·10 ⁵	480	500		1,47								
	к-3	3в	273,7	2,77·10 ⁵	2260	500		1,02								
	к-2	4в	273,7	2,77·10 ⁵	2380	500		1,01								
	к-5	6в	273,7	2,77·10 ⁵	2410	500		1,00								
	к-6	7в	273,7	2,77·10 ⁵	290	500		1,62								
	к-7	8в	273,7	2,77·10 ⁵	2560	500		0,98								
	к-8	9в	273,7	2,77·10 ⁵	2800	500		0,96								
	к-8	11в	273,7	2,77·10 ⁵	2800	500		0,96								
	к-9	12в	273,7	2,77·10 ⁵	1400	500		1,16								

Таблица 3.4

Северо-Тончинское месторождение. Результаты расчетов понижения динамического уровня в наиболее нагруженной скважине 5в (куст 4) при ее работе, интерференции соседних водозаборных скважин месторождения и ближайших водозаборных участков (через 25 лет) по данным ГДИС

Водозабор	№ куста	№№ скважин	Фильтрационные параметры приняты для расчетов	Расст. между скв., χ	$Q,$		S_0	ΣS_2	ΔS_ζ			$H_{ст.лек}$	S_1 от устья	Ну.дин		
					уч-ками	$m^3/сут$			m	m	m			m	m	m
Северо-Тончинский	к-4	5в	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	0,2	500	5,71					36	149,9	185,9		
	к-1	1в	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	480	500		2,09								
	к-3	3в	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	2260	500		1,43								
	к-2	4в	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	2380	500		1,41								
	к-5	6в	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	2410	500		1,40								
	к-6	7в	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	290	500		2,31								
	к-7	8в	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	2560	500		1,37								
	к-8	9в	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	2800	500		1,34								

κ-8	11B	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	2800	500		1,34					
κ-9	12B	185,2	$1,90 \cdot 10^5$	1400	500		1,63					

Для определения наиболее нагруженной скважины был произведен предварительный расчет понижений динамических уровней во всех скважинах водозабора на 25-летний срок эксплуатации до 01.01.2038 года с учетом текущих статических уровней. Результаты сведены в таблицу 7.3. В работе приводится расчет понижения динамического уровня на 25-летний срок эксплуатации (на 01.01.2038) только в наиболее нагруженной скважине 5в (к-4), т.е. там, где падение динамического уровня по результатам расчетов прогнозируется максимальным. Расчеты проводились по двум вариантам: 1 вариант – по данным ГИС (таблица 3.3), 2 вариант – по данным ГДИС (таблица 3.4). Предварительный анализ показал, что расчет истории эксплуатации водозабора дает несколько заниженные результаты положения текущего статического уровня по сравнению с данными мониторинга. Поэтому положение текущих статических уровней ($H_{ст-тек.} = 36$ м ниже устья) в скважинах Северо-Тончинского месторождения на дату 01.01.2013 г. было принято по результатам режимных наблюдений в скважинах. При расчетах понижений динамических уровней в водозаборных скважинах в течение 25 лет с 01.01.2013 по 01.01.2038 отборы воды по соседним водозаборным участкам приняты согласно утвержденным ГКЗ Роснедра запасам (таблицы 3.3, 3.4). Максимальное понижение динамического уровня в наиболее нагруженной скважине 5в (к-4) за расчетный период составит: по данным ГИС – 159.9 м, по данным ГДИС – 181.0 м (таблицы 7.3, 7.4, 7.5).

3.5. Обоснование технологии проектируемых работ

3.5.1. Буровые работы

Воды апт-сеноманского комплекса по составу близки водам нефтяных пластов и широко используются для заводнения. По своим нефтewымывающим и нефтewытесняющим свойствам они превосходят пресные поверхностные воды и по сравнению с последними позволяют увеличить нефтеотдачу пластов до 5%. Их закачка в нефтяные пласты не сопровождается отложением солей в обводняющихся нефтяных скважинах и нефтепромысловом оборудовании, что неизбежно при использовании речных

и озерных вод. Апт-сеноманский водоносный комплекс располагается на глубине 1300 м и его мощность в некоторых местах достигает 1000 м. Мной запроектировано пробурить 12 скважин глубиной 1767 м. Данная глубина обеспечит затребованную потребность в подземной воде.

Диаметр скважин был выбран исходя из учета их целевого назначения и параметров насосного оборудования. Обсадная колонна диаметром 244,5 мм, а эксплуатационная 190,5 мм.

Бурение будет производиться без отбора керна двумя установками нефтяного стандарта УРАЛМАШ 5000/320.

Для данного водозабора был выбран щелевой фильтр с оплеткой диаметром 200 мм, который будет посажен на глубину 1347 м, и его длина составит 400 м

По опыту проведенных работ, запроектированного диаметра и производительности скважины был выбран водоподъемный насос ЭЦНД-5-250-1900.

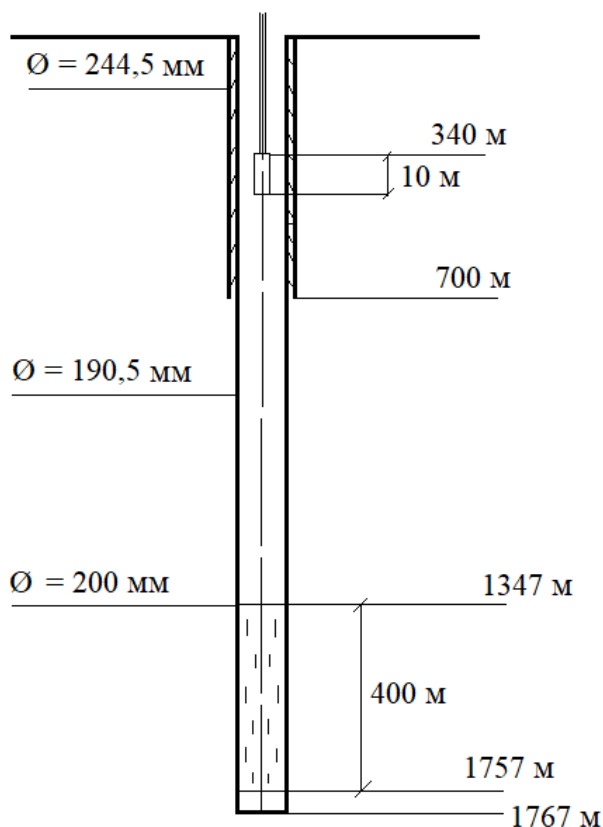


Рисунок 3.1 – Конструкция скважины

3.5.2 Кустовые опытные откачки

Гидродинамические исследования на Северо-Тончинском месторождении проведены 06.09.13 г. в скважине 5в (к-4). Эксплуатация скв. 5в осуществлялась более 60 суток до начала исследований с дебитом 342 м³/сут.

Динамический уровень замерен на глубине 46 м от устья скважины. В 14 час. 05 мин скважина 5в была остановлена для прослеживания восстановления текущего статического уровня (таблица 3.5, рисунок 3.2).

Через 4,5 часа текущий статический уровень в исследуемой скважине 5в замерен на глубине 36 м от устья скважины.

Исходные данные для расчетов гидродинамических параметров, характеризующих емкостно-фильтрационные параметры коллекторов апт-сеноманского водоносного комплекса:

- дебит скважины (Q) – 342 м³/сут;
- вязкость воды (μ) – 0.6 сантипуаз;
- сжимаемость жидкости ($\beta_{жс}$) $4.7 \cdot 10^{-5}$ -1/кгс/см²;
- сжимаемость породы (β_n) $1.0 \cdot 10^{-5}$ -1/кгс/см²;
- уд. вес воды (γ_w) – 1.012 г/см³;
- эффективная толщина (h) – 402.3 м;
- пористость (m) – 0.302;
- радиус скважины по долоту (r_c) – 0.108 м;
- среднее расстояние до взаимодействующих скважин R_k – 1677 м.

Исследования в скв. 5в (к-4) проведены методом восстановления уровня.

Таблица 3.5

Исследование методом восстановления уровня скв. 5в (к-4) Северо-Тончинского месторождения после 62 суток работы с дебитом 342 м³/сут динамический уровень определен на глубине 46 м Скважина остановлена 06.09.2013 в 14 час. 05 мин

№пп	Дата	Время, час.мин.сек	Время, сек	Уровень, м (от устья)	lg t	ΔН, м
1	2	3	4	5	6	7
1	06.09.2013	14.05'00"	0	46,00	0,00	0,00
2	06.09.2013	14.05'15"	15	46,00	1,18	0,00
3	06.09.2013	14.05'30"	30	45,60	1,48	0,30
4	06.09.2013	14.05'45"	45	45,40	1,65	0,60
5	06.09.2013	14.06'00"	60	45,20	1,78	0,80
6	06.09.2013	14.07'00"	120	44,55	2,08	1,45
7	06.09.2013	14.08'00"	180	44,00	2,26	2,00
8	06.09.2013	14.10'00"	300	43,00	2,48	3,00
9	06.09.2013	14.15'00"	600	41,00	2,78	5,00
10	06.09.2013	14.25'00"	1200	38,95	3,08	7,05
11	06.09.2013	14.35'00"	1800	37,53	3,26	8,47
12	06.09.2013	14.45'00"	2400	37,11	3,38	8,89
13	06.09.2013	15.00'00"	3300	36,73	3,52	9,27
14	06.09.2013	15.15'00"	4200	36,65	3,62	9,35
15	06.09.2013	15.45'00"	6000	36,60	3,78	9,40
16	06.09.2013	16.15'00"	7800	36,57	3,89	9,43
17	06.09.2013	17.15'00"	11400	36,55	4,06	9,45
18	06.09.2013	18.15'00"	15000	36,53	4,18	9,47

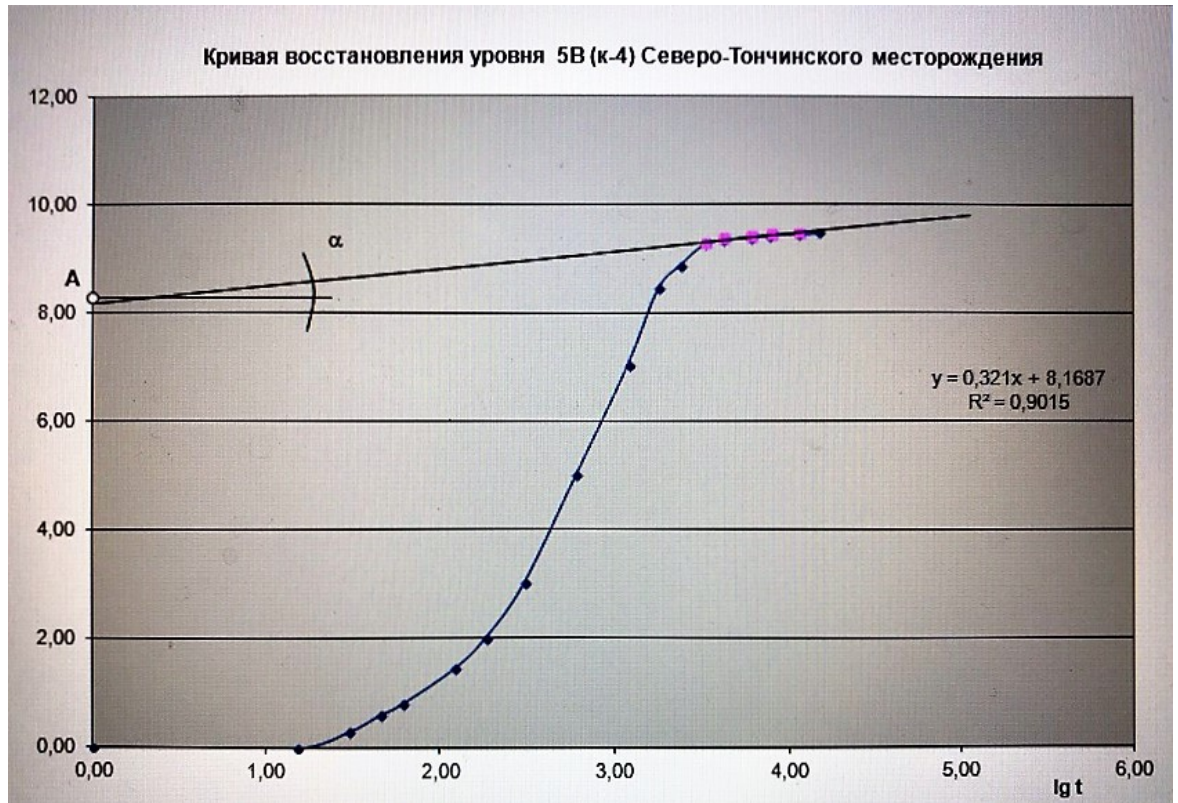


Рисунок 3.2 – Кривая восстановления уровня

Для интерпретации кривой восстановления нами была использована методика, изложенная во «Временной инструкции по исследованию и установлению технологического режима эксплуатации нефтяных скважин», предусматривающая метод обработки без учета дополнительного притока жидкости в скважину после изменения режима работы скважины. Эта же методика практически в неизменном виде приводится в учебном пособии для высших учебных учреждений «Освоение эксплуатационных скважин» (А.А. Мордвинов, Ухта 2008 г.). По данным исследования построена кривая восстановления уровня в скважине 5в (к-4) в полулогарифмических координатах (Δh , $\lg t$) (табл.3.5, рис. 3.2).

Расчеты выполнены в следующей последовательности: по графику (рис. 5.4) на участке кривой, соответствующем плоскорадиальному движению жидкости в пласте, определяем значения Δh_1 – 9,27; Δh_2 – 9,45 и

$lgt_1 = 352$; $lgt_2 = 406$ далее подставляем эти значения в формулу (3.5) и находим значение i :

$$(3.5)$$

Водопроницаемость ε определяется формулой (3.6))

где
$$(3.6)$$

k – коэффициент эффективной проницаемости удаленной от скважины зоны пласта [дарси];

h – мощность пласта [м];

μ – коэффициент динамической вязкости воды в пластовых условиях [сантипуаз];

γ_w – удельный вес воды [г/см³];

Q – дебит скважины в [м³/сут].

[дарси·м/сантипуаз] или 185,17 [м²/сут]

Полученное по кривой восстановления уровня значение водопроницаемости равно 185,17 м²/сут. При значении водопроницаемости $\varepsilon = 214,29$ дарси·м/сантипуаз из формулы (3.7) проницаемость равна:

$$[\text{дарси}] \text{ или } 319,29 \cdot 10^{-3} [\text{мкм}^2] \quad (3.7)$$

Под эффективной толщиной h в этом случае принята проницаемая толщина, охваченная депрессионным воздействием при данном исследовании, т.е. в нее включены не только оборудованные ФВС коллектора, но и прилегающие проницаемые слои, гидродинамически связанные с ними.

Коэффициент пьезопроводности χ рассчитывался по формуле (3.8):

где

(3.8)

ε коэффициент водопроводимости удаленной от ствола скважины зоны пласта 214,29 [дарси м/сантипуаз];

h эффективная толщина – 402,3 [м];

$\beta_{ж}$ сжимаемость жидкости - $4,7 \cdot 10^{-5}$ [см²/кгс];

β_c сжимаемость скелета породы – $1,0 \cdot 10^{-5}$ [см²/кгс];

m пористость по ГИС - 0,302.

[см²/сек] = 2,2 [м²/сек] или

$1,9 \cdot 10^5$ [м²/сут].

Далее по кривой восстановления уровня (рис. 3.2) находим $A=8,17$ м.

Приведенный радиус скважины при этом вычисляется по соотношению (3.9):

(3.9)

$1.26 \cdot 10^{-9}$ [м]

Учитывая однотипность строения и высокие фильтрационные свойства толщи в региональном плане, водозаборные скважины можно располагать в любых наиболее выгодных местах с точки зрения системы разработки нефтяного месторождения и его обустройства (обычно на территории КНС). Более того, их размещают компактно в виде кустов наклонных скважин, разбуриваемых с одной площадки, что чрезвычайно важно, учитывая высокую заболоченность территории, и является экономически эффективным. Причем, кустовое расположение скважин (не более 10 в кусте)

при их смещении по кровле сеноманского яруса на 250-300 м является рациональным в гидрогеологическом отношении и позволяет эксплуатировать скважины с высокими дебитами в течение длительного срока.

4. ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ. РАСЧЕТ ЗАТРАТ ВРЕМЕНИ, ТРУДА. РАСЧЕТ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ РАБОТ

4.1 Расчеты затрат времени на проектируемые работы

Основой для организации выполнения проектируемых работ служат главы технической и специальной части проекта, ССН, технические инструкции по проведению соответствующих видов работ, единые правила техники безопасности на выполнение геологоразведочных работ и др.

Для каждого вида запроектированных работ приводятся данные по обоснованию содержания затрат времени, труда, виды транспорта и оборудования.

По каждому виду проектируемых работ определяются затраты и по нормам соответствующих таблиц ССН. По тем видам работ, по которым нормы ССН отсутствуют, данные берутся из опыта работ организации или путем использования норм других ведомств или организаций.

Затраты труда на выполнение запроектируемых работ сводятся в соответствующую таблицу, на основе которой рассчитывается общее количество инженерно-технических работников.

Расчет необходимого количества производственного персонала проводится следующим образом.

1) По нормам соответствующего выпуска ССН определяется количество бригадо-смен или станко-смен, необходимых для выполнения работ. Для этого объемы работ в физическом выражении умножаются на соответствующие нормы времени.

2) По тому же Справочнику определяется число человек-смен ИТР по должностям и по профессиям на одну бригадо-смену или станко-смену.

3) Нормы затрат труда по каждой должности или профессии, умножаются на число станко-смен. Полученное произведение показывает количество человек-смен, необходимое по нормам для выполнения запроектированного объема работ.

4) Согласно календарному плану работ определяется продолжительность выполнения работ в днях. Отношение количества человеко-смен необходимого по нормам для выполнения объема работ на данный период в днях дает нам количество производственного персонала.

4.2. Организация работ

На территории нефтяного месторождения, находящегося в Сургутском районе, запроектировано бурение 12 водозаборных скважин для добычи технических вод с последующей закачкой ее в нефтяные пласты.

Бурение без отбора керна производится круглосуточно (3 смены) двумя стационарными установками УРАЛМАШ 5000/320. Данные буровые установки состоят из разборных блоков. Для бурения водозаборных скважин глубиной 1767 м в качестве породоразрушающего инструмента выбраны шарошечные долота типа С диаметром 244,5 и 190,5 мм. Бурение производится с применением глинястого раствора, который готовится из бентонитовой порошковой глины на ФСМ 7. Так как породы слабые, рыхлые, то по стволу скважины будут закреплены обсадными трубами закрепить с дальнейшей цементацией затрубного пространства. Для приготовления цементного раствора используется самоходный агрегат ЦА-320 «с грушей».

Откачка технических вод из скважины осуществляется с помощью погружных насосов ЭЦНД-5-250-1900 по водоподъемным трубам диаметром 89 мм. Затем технические воды поступают в накопитель, где очищаются от механических примесей, далее поступают по водопроводу из накопителя в нагнетательные скважины.

4.3 Сводная таблица объемов запроектированных работ

Таблица.4.1 Сводная таблица объемов работ по геологическому заданию

№ п/п	Наименование видов работ	Единицы измерения	Объем запроектированных работ
1.	Составление проектно-сметной документации	Отрядо-месяц	0,7
2.	Изучение и анализ материалов по ранее проведенным работам по данному участку	Отрядо-месяц	0,2
3.	Рекогносцировочные работы	Отрядо-месяц	0,2
4.	Топогеодезические работы	Отрядо-месяц	0,3
5.	Буровые работы	Станко-смена	2398,7
		Станко-месяц	23,52
		п.м.	21204
6.	Гидрогеологические работы	Станко. смена	На 12 скважин
	1) замер уровней воды		1,5
	2) проведение опытных откачек		39,96
	3) отбор проб воды		4,44
7.	Лабораторные работы	Отряд. месяц	57,6
8.	Камеральные работы	Отряд. месяц	0,5
9.	Написание и защита отчета	Отряд. месяц	0,7

4.4 Расчет затрат времени на составление проектно-сметной документации

Затраты времени составляют 0,7 отр/месс и приняты на основе опыта проведения аналогичных работ в предыдущие годы.

4.5 Состав отряда на составление проектно-сметной документации

Таблица 4.2 Расчет затрат времени, труда и фонда заработной платы для выполнения проектно-сметных работ

№ п/п	Состав проектной группы	Единицы измерения	Количество чел. месяц	Месячная заработная плата	Фонд заработной платы
1.	Директор	человек	0,2	100000	20000
2.	Главный гидрогеолог		0,35	75000	26250
3.	Старший геолог		0,4	60000	24000
4.	Инженер гидрогеолог		0,7	50000	35000
5.	Техник		2,1	30000	63000
6.	Начальник участка буровых работ		0,2	60000	12000
7.	Экономист		0,6	50000	30000
	Итого				210250

4.6 Расчет затрат времени, численности и фонда заработной платы на работы по изучению и анализу фондовых материалов

Затраты времени 0,2 отрядо-месяца приняты на основании фактических материалов предыдущих лет.

Таблица 4.3 Расчет затрат времени, численности и фонда заработной платы на работы по изучению и анализу фондовых материалов

№ п/п	Состав проектной группы	Единицы измерения	Количество чел. месяц	Месячная заработная плата	Фонд заработной платы
1.	Старший геолог	человек	0,2	60000	12000
2.	Инженер гидрогеолог		0,2	50000	10000
3.	Техник		0,2	30000	12000
	Итого	34000			

4.7 Расчет численности и фонда заработной платы на рекогносцировочные работы

Затраты времени 0,1 отрядо-месяца приняты на основании фактических материалов предыдущих лет.

Таблица 4.4 Расчет численности и фонда заработной платы на рекогносцировочные работы

№ п/п	Состав проектной группы	Единицы измерения	Количество чел. месяц	Месячная заработная плата	Фонд заработной платы
1.	Директор	человек	0,1	100000	10000
2.	Главный гидрогеолог		0,1	75000	7500
3.	Старший геолог		0,1	60000	6000
4.	Водитель		0,1	25000	2500
	Итого	26000			

4.8 Расчет затрат времени и труда на топогеодезические работы

Таблица 4.5 Расчет затрат времени и труда на топогеодезические работы

№ п/п	Наименование видов работ	Единицы измерения	Объемы работ	Норма времени в	Всего затрат
-------	--------------------------	-------------------	--------------	-----------------	--------------

				бригадо-сменах	
1.	Вынос скважин на местность	Количество точек	12	0,1	1,2

4.9 Расчет численности и фонда заработной платы на топогеодезические работы

Таблица 4.6 Расчет численности и фонда заработной платы на топогеодезические работы

№ п/п	Состав проектной группы	Единицы измерения	Количество чел. месяц	Месячная заработная плата	Фонд заработной платы
1.	Топограф	человек	1,2	50000	60000
2.	Техник		1,2	30000	36000
	Итого				96000

4.10 Расчет затрат времени на бурение скважин

Исходные данные:

Буровая установка – УРАЛМАШ 5000/320

Глубина бурения – 1767 м

Количество скважин – 12 шт.

Начальный диаметр бурения – 244,5 мм

Конечный диаметр – 190,5 мм

Длина обсадной колонны – 700 м

Таблица 4.7 Сводная таблица объемов бурения

№п/п	Категория пород	Объем бурения, м	Нормы времени по ССН5	Затраты времени в станко-сменах
1.	I	480	0,04	19,3
2.	II	1200	0,06	72
3.	III	8280	0,08	662,4

4.	IV	1380	0,12	165,4
5.	V	9864	0,15	1479,6
	Итого	21204	2398,7:102=23,52 станко-месяцев	

4.11 Расчет затрат времени на работы сопутствующее бурению

Таблица 4.8 Расчет затрат времени на работы сопутствующее бурению

№ п/п	Виды работ	Единицы измерения	Норма времени	Количество скважин	Затраты времени в станко-сменах
1.	Монтаж, демонтаж и перевозка буровой установки УРАЛМАШ 5000/320	Станко смена	32,5	12	390
2.	Спуск обсадных труб	Станко смена	0,8	12	35,5
3.	Спуск насосов	Станко смена	0,8	12	10,4
4.	Цементация обсадных колон	Станко смена	1,21	12	14,5
5.	Ожидание затвердевания цемента	Станко смена	3,33	12	40
6.	Геофизические исследования	Станко смена на 100 м.	0,35	12	4,2
	1) Электрокаротаж		0,35		4,2
	2) Гамма		0,8		9,9

	каротаж		0,3		3,6
	3) Инклинометрия				
	4) Термометрия				
7.	Отбор проб воды	Станко смена	0,37	12	4,44
8.	Опытные откачки	Станко смена	3,33	12	39,96
	Итого	556,7:102=5,46 станко-месяцев			

4.12 Состав отряда для проведения буровых работ и работ сопутствующих бурению на 1 станко-смену

Таблица 4.9 Состав отряда для проведения буровых работ и работ сопутствующих бурению на 1 станко-смену

№ п/п	Состав буровой бригады	Единицы измерения	Количество чел. месяц	Заработная плата за смену	Всего
1.	Инженер гидрогеолог	человек	0,3	1700	510
2.	Буровой мастер		1	1800	1800
3.	Технолог		0,5	1800	900
4.	Бурильщик		1	1600	1600
5.	Помощник бурильщика		1	1300	1300
6.	Дизелист		1	1300	1300
	Итого за смену				7410

4.13 Расчет затрат времени на проведение лабораторных работ

Таблица 4.10 Расчет затрат времени на проведение лабораторных работ

№ п/п	Вид исследования	Единицы измерения	Кол-во проб	Норма времени в бригадо часах на 1 пробу ССН 7	Затраты времени в бригадо месяцах
1.	Сокращенный химический анализ проб воды	проба	24	0,78 $0,78 \times 24 / 25,4 = 0,73$	0,73
	Итого	0,73 бригадо месяцев			

4.14 Состав отряда и фонд заработной платы для проведения лабораторных работ

Таблица 4.11 Состав отряда и фонд заработной платы для проведения лабораторных работ

№ п/п	Состав бригады	Единицы измерения	Количество чел. месяц	Месячная заработная плата	Фонд заработной платы
1.	Заведующий лабораторией	человек	0,3	50000	15000
2.	Инженер лаборант		0,73	40000	29200
3.	Техник лаборант		0,73	30000	21900
	Итого	66100			

4.15 Расчет затрат времени на камеральные работы

Затраты времени на проведение камеральных работ составляет 0,5 отр/мес. Исходя из опыта проведения аналогичных работ.

4.16 Состав отряда, расчет фонда заработной платы для выполнения камеральных работ

Таблица 4.12 Состав отряда, расчет фонда заработной платы для выполнения камеральных работ

№ п/п	Состав проектной группы	Единицы измерения	Количество чел. месяц	Месячная заработная плата	Фонд заработной платы
1.	Директор	человек	0,2	100000	20000
2.	Главный гидрогеолог		0,4	75000	30000
3.	Старший геолог		0,5	60000	30000
4.	Инженер гидрогеолог		0,7	50000	35000
5.	Техник		1	30000	30000
6.	Начальник участка буровых работ		0,2	60000	12000
	Итого				157000

4.17 Состав отряда и фонд заработной платы на составление и защиту отчета

Таблица 4.13 Состав отряда и фонд заработной платы на составление и защиту отчета

№ п/п	Состав проектной группы	Единицы измерения	Количество чел. месяц	Месячная заработная плата	Фонд заработной платы
1.	Директор	человек	0,2	100000	20000
2.	Главный гидрогеолог		0,4	75000	30000
3.	Старший геолог		0,5	60000	30000
4.	Инженер гидрогеолог		0,7	50000	35000
5.	Техник		1	30000	30000

	Итого	145000
--	-------	--------

4.18 Календарный график выполнения работ

Календарный график выполнения работ составляется по всем видам работ, предусмотренных проектом, с расчетом выполнения в установленные сроки. При разработке календарного плана выполнения работ, учитывается целесообразность равномерного распределения объемов выполняемых работ по времени и установленной очереди. При соблюдении графика необходимо учитывать максимальное использование по времени работу оборудования, приспособлений и инструмента.

Составление календарного графика выполнения работ производится следующим образом (таблица 4.14).

В графе 2 записывается наименование всех основных и вспомогательных работ, предусмотренных в проекте. В графе 3 указывается общая продолжительность. В следующих графах чертится продолжительность выполнения работ по месяцам.

Таблица 4.14 Календарный график выполнения работ

4.19 Штатное расписание на выполнение работ по расчетам

Таблица 4.15 Штатное расписание

№ п/п	Должность	Задолженность	Оклад в месяц в руб.	Общая сумма руб.
1.	Директор	0,7	100000	70000
2.	Главный гидрогеолог	1,55	75000	116250
3.	Старший геолог	1,7	60000	102000
4.	Инженер гидрогеолог	2,6	50000	130000
5.	Начальник участка буровых работ	0,4	60000	24000
6.	Экономист	0,6	50000	30000
7.	Техник	5,5	30000	165000
8.	Топограф	0,7	50000	35000
9.	Водитель	0,1	25000	2500
10.	Буровой мастер	1	45720	45720
11.	Технолог	0,5	45640	22820
12.	Бурильщик	28,98	40640	40640
13.	Помощник бурильщика	28,98	33020	33020
14.	Дизелист	28,98	33020	33020
15.	Заведующий лабораторией	0,3	50000	15000
16.	Инженер лаборант	0,73	40000	29200
17.	Техник лаборант	0,73	30000	21900

4.20 Расчет сметы на проектные работы

Смета является документом, определяющим объемы работ в денежном выражении.

Сметная часть проекта начинается со сводной сметы с разбивкой по видам работ (табл. 4.16).

Основным руководством для расчета стоимости геологоразведочных работ является сметные нормативы (СНОР), которые ежегодно корректируются из-за изменения базовых цен на материалы, инструмент, оборудование, ГСМ, а так же из-за внедрения передовой техники и технологии ведения работ и др факторов, влияющих на производительность труда и стоимость работ. Стоимость корректируется путем изменения коэффициентов (табл. 4.16).

В настоящее время к сметным нормативам применяются поправочные коэффициенты, которые ежегодно утверждаются на уровне Министерства природных ресурсов РФ.

В данном проекте сметная стоимость работ рассчитана прямым расчетом, исходя из сегодняшних ставок, окладов и стоимости материалов и инструмента.

4.21 Сводная таблица на производство запроектированных работ

Таблица 4.16 Сводная таблица на производство запроектированных работ

№ п/п	Наименование видов работ	Ед. изм	Объем работ	Общая стоимость, руб
1.	Составление проектно-сметной документации	документац ия	1	347678
2.	Изучение и анализ ранее проведенных работ по данному участку	Отр/месяц	0,2	66930
3.	Рекогносцировочные работы	Отр/месяц	0,2	52005
4.	Топогеодезические работы	Отр/месяц	0,3	167096
5.	Буровые работы	П.м/скв	1767	105507
6.	Производственный транспорт	Руб.		9664158
7.	Стоимость обсадных труб, насоса ЭЦВ, изготовления фильтра и покупку цемента	Руб.		62378380
8.	Лабораторные работы	Бригадо. месяц	0,73	118790

9.	Камеральные работы	Отряд. месяц	0,5	265647
10.	Написание и защита отчета	Отряд. месяц	0,7	248261
Итого:				73414422
Накладные расходы 25% от основных				18353605
Итого с накладными расходами:				91768027
Плановые накопления 10%				9176803
Организация и ликвидация работ 2,5%				2294200
Резерв 3%				2753041
Итого стоимость:				97732951
Мат. затраты (30%, включенных в стоимость)				29319885
НДС 18% от суммы без мат. затрат				17591931
Общая стоимость с НДС				144644767

4.22 Расчет сметной стоимости работ по составлению проектно-сметной документации

Расчет ведется по фактическим и нормативным затратам.

Таблица 4.17 Расчет сметной стоимости работ по составлению проектно-сметной документации

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Расчетный фонд заработной платы	Руб.	210250	
2.	Дополнительная заработная плата		16610	(7,9% от фонда)
3.	Отчисления на соц. страхование		68512	(30,2% от общ)

	Итого 295372			
4.	Материальные затраты	Руб.	14769	(5% от общ зар-платы)
5.	Амортизация		29537	(10% от общ зар-платы)
6.	Услуги		3000	(по опыту работ)
7.	Транспорт		5000	1 маш/смена легкового авто
	Итого 347678			

4.23 Расчет сметной стоимости по изучению и анализу фондовых материалов ранее проведенных работ

Расчет ведется по фактическим и нормативным затратам.

Таблица 4.18 Расчет сметной стоимости по изучению и анализу фондовых материалов ранее проведенных работ

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Расчетный фонд заработной платы	Руб.	34000	
2.	Дополнительная заработная плата		2686	(7,9% от фонда)
3.	Отчисления на соц. страхование		11079	(30,2% от общ)
	Итого 47765			
4.	Материальные затраты	Руб.	2388	(5% от общ зар-платы)
5.	Амортизация		4777	(10% от общ зар-платы)
6.	Услуги		8000	(по опыту работ)
7.	Транспорт		4000	1 маш/смена легкового авто
	Итого 66930			

4.24 Расчет сметной стоимости по рекогносцировочным работам

Расчет ведется по фактическим и нормативным затратам.

Таблица 4.19 Расчет сметной стоимости по рекогносцировочным работам

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Расчетный фонд заработной платы	Руб.	26000	
2.	Дополнительная заработная плата		2054	(7,9% от фонда)
3.	Отчисления на соц. страхование		8472	(30,2% от общ)
	Итого 36526			
4.	Материальные затраты	Руб.	1826	(5% от общ зар-платы)
5.	Амортизация		3653	(10% от общ зар-платы)
6.	Услуги		7000	(по опыту работ)
7.	Транспорт		3000	1 маш/смена легкового авто
	Итого 52005			

4.25 Расчет сметной стоимости на топогеодезические работы

Расчет ведется по фактическим и нормативным затратам

Таблица 4.20 Расчет сметной стоимости на топогеодезические работы

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Расчетный фонд заработной платы	Руб.	96000	
2.	Дополнительная заработная плата		7584	(7,9% от фонда)
3.	Отчисления на соц. страхование		31282	(30,2% от общ)
	Итого			134866
4.	Материальные затраты	Руб.	6743	(5% от общ зар-платы)
5.	Амортизация		13487	(10% от общ зар-платы)
6.	Услуги		8000	(по опыту работ)
7.	Транспорт		4000	1 маш/смена легкового авто

Итого	167096
-------	--------

4.26 Расчет сметной стоимости одной станко-смены буровой бригады на установке УРАЛМАШ 5000/320

Глубина бурения – 1767 м

Количество скважин – 12 шт.

Начальный диаметр бурения – 244,5 мм

Конечный диаметр – 190,5 мм

Длинна обсадной колонны – 700 м

Средняя категория по буримости – IV

Бурение осуществляется шарошачными долотами типа С без отбора керна.

Расчет ведется по фактическим и нормативным затратам.

Таблица 4.21 Расчет сметной стоимости одной станко-смены буровой бригады на установке УРАЛМАШ 5000/320

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Расчетный фонд заработной платы	Руб.	7410	
2.	Дополнительная заработная плата		585	(7,9% от фонда)
3.	Отчисления на соц. страхование		2414	(30,2% от общ)
	Итого 10409			
4.	Материальные затраты	Руб.	520	(5% от общ зар-платы)
5.	Амортизация		47778	(10% от общ зар-платы)
6.	Услуги		6000	(по опыту работ)
7.	Транспорт		32700	1 маш/смена грузового авто
	Итого 105507			

Расчет затрат на амортизацию:

Исходя из стоимости бурового станка УРАЛМАШ 5000/320

258000000:5:12:30:3=47778

Расчет затрат на транспорт и перевозку материалов:

По опыту предыдущих лет провоз пром. жидкостей, ГСМ и материалов составить 32700 руб. на 1 станко смену.

Затраты на производственный транспорт и автоперевозки на весь объем буровых работ составляет: $32700 \times 2955,4 = 9664158$ руб.

Всего стоимость буровых работ составит 311815388 руб.

4.27 Расчет сметной стоимости обсадных труб, насоса ЭЦНД, изготовления фильтра и покупку цемента

Таблица 4.22 Расчет сметной стоимости обсадных труб, насоса ЭЦНД, изготовления фильтра и покупку цемента

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Обсадная труба диаметром 219	Руб.	2048000	Стоимость 1 т трубы 64000 руб.
2.	Обсадная труба диаметром 168		3472000	Стоимость 1 т трубы 56000 руб.
3.	Обсадная труба диаметром 89		142400	Стоимость 1 т трубы 44500 руб.
4.	Изготовление фильтрационных отверстий		35000	По опыту прошлых лет
5.	Насос ЭЦВ 5А-500-400		56400000	Для 12 скважин
5.	Цемент тампонажный сульфатостойкий		312480	Для 12 скажин
	Итого 62378380			

4.28 Расчет сметной стоимости лабораторных работ

Расчет ведется по фактическим и нормативным затратам.

Таблица 4.23 Расчет сметной стоимости лабораторных работ

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Расчетный фонд заработной платы	Руб.	66100	
2.	Дополнительная заработная плата		5222	(7,9% от фонда)
3.	Отчисления на соц. страхование		21539	(30,2% от общ)
	Итого			92861
4.	Материальные затраты	Руб.	4643	(5% от общ зар-платы)
5.	Амортизация		9286	(10% от общ зар-платы)
6.	Услуги		8000	(по опыту работ)
7.	Транспорт		4000	1 маш/смена легкового авто
	Итого			118790

4.29 Расчет сметной стоимости камеральных работ

Расчет ведется по фактическим и нормативным затратам.

Таблица 4.24 Расчет сметной стоимости камеральных работ

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Расчетный фонд заработной платы	Руб.	157000	
2.	Дополнительная заработная плата		12403	(7,9% от фонда)
3.	Отчисления на соц. страхование		51160	(30,2% от общ)
	Итого			220563
4.	Материальные затраты	Руб.	11028	(5% от общ зар-платы)
5.	Амортизация		22056	(10% от общ зар-платы)

6.	Услуги		8000	(по опыту работ)
7.	Транспорт		4000	1 маш/смена легкового авто
	Итого			265647

4.30 Расчет сметной стоимости на написание и защиту отчета

Таблица 4.25 Расчет сметной стоимости на написание и защиту отчета

№ п/п	Наименование статей затрат	Ед. изм	Сумма в руб.	Примечание
1.	Расчетный фонд заработной платы	Руб.	145000	
2.	Дополнительная заработная плата		11455	(7,9% от фонда)
3.	Отчисления на соц. страхование		47250	(30,2% от общ)
	Итого			203705
4.	Материальные затраты	Руб.	10185	(5% от общ зар-платы)
5.	Амортизация		20371	(10% от общ зар-платы)
6.	Услуги		9000	(по опыту работ)
7.	Транспорт		5000	1 маш/смена легкового авто
	Итого			248261

5 ОХРАНА ТРУДА. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1 Охрана труда

1. Все работы должны производиться в строгом соответствии с утверждёнными проектами и с соблюдением «Единых правил безопасности при осуществлении геологоразведочных работ».

2. Буровые установки (вновь построенные после переезда или передвижные, подвергнувшиеся ремонту) должны запускаться в эксплуатацию только после приёмки их комиссией. Комиссия назначается руководителями геологоразведочной экспедиции. По прохождении экспедиции составляется акт, заверяющий, что малогабаритная буровая установка готова к началу работы и сможет осуществлять её в соответствии со сводом «Единых правил безопасности при осуществлении геологоразведочных работ». При приёмке буровой установки, которой предстоит забуривание на глубину свыше 1200 метров, в составе комиссии должны присутствовать представители Госгортехнадзора.

3. Абсолютно все рабочие, принимающие участие в буровых работах, должны в обязательном порядке пройти медосмотр, в ходе которого должны учитываться условия их работы, а также профиль их деятельности. Допускать к работе лиц, по состоянию здоровья не способных выполнять свои служебные обязанности, запрещается.

4. К манипуляциям с буровым оборудованием, а также к обслуживанию силовых агрегатов буровых установок, насосов, электростанций и прочего бурового оборудования и инструмента не допускаются лица, не имеющие соответствующего удостоверения. Передача обслуживания и управления буровым оборудованием лицам, не имеющим на это прав, является грубым нарушением техники безопасности.

5. Рабочие допускаются к выполнению работ только после завершения обучения технике безопасности и сдачи соответствующих экзаменов. Рабочим, которым предстоит осуществлять подземные работы, в

обязательном порядке необходимо пройти курс по пользованию самоспасателем.

При внедрении новых методов труда или технологических процессов, равно как и при внедрении новых механизмов, инструментов и других видов бурового оборудования, все рабочие обязаны проходить дополнительный инструктаж.

Независимо от успешности проведения работ и используемого бурового инструмента, повторный инструктаж всех рабочих должен проводиться два раза в год.

Прохождение повторного инструктажа должно регистрироваться в «Книге инструктирования рабочих по технике безопасности», а сама книга должна храниться у начальника отряда (руководителя работ) или же у инженера рабочих по технике безопасности.

6. Продолжительность предварительного обучения рабочих назначается главным инженером и может зависеть от характера выполняемых на объекте буровых работ.

По окончании предварительного обучения каждый сотрудник переходит под руководство опытного рабочего и работает в качестве ученика в течение срока, утверждённого программой обучения на производстве. За этот срок ученик должен не только повысить свою квалификацию, но и в полном объёме усвоить правила безопасности производимых работ. После этого ему предстоит сдать экзамен по своей специальности и получить на руки документ, удостоверяющей его право на осуществление манипуляций с буровым оборудованием.

7. Каждый рабочий должен выполнять только тот вид деятельности, по которому он прошёл обучение. Без переквалификации и прохождения инструктажа по технике безопасности его перевод в другие сферы недопустим.

8. Прежде чем начать работу, машинист малогабаритной буровой установки на гусеничной базе должен проверить исправность двигателя,

бурового насоса, а также всех предохранительных устройств бурового оборудования.

9. Запрещается: запускать буровое оборудование до полного устранения неисправности; оставлять работающую буровую установку без присмотра; снимать и надевать приводной ремень без остановки двигателя; запускать буровой насос без ограждения ремня; во время работы лебёдки браться руками за канат; запускать оборудование, оставляя на валу лебёдки рукоятку ручного подъёма; запускать силовой агрегат, когда фрикцион станка включен; запускать буровое оборудование без ограждения муфты, шпинделя и других движущихся частей.

10. Машинист, сдающий смену, должен известить обо всех обнаруженных в ходе работы неполадках принимающего машиниста. Кроме того, все неполадки должны быть отмечены буровым мастером в журнале сдачи-приёмки смены.

11. В случае обнаружения малейшей опасности для рабочих, помощник бурового мастера или сам мастер лично обязаны незамедлительно принять меры. Если же ликвидировать опасность нет возможности, работу бурового оборудования необходимо прекратить, после чего эвакуировать персонал в безопасное место и немедленно известить начальника отряда, прораба или старшего мастера.

О чрезвычайном прекращении работ и о ликвидации поломки буровой мастер должен отчитаться в журнале сдачи-приёмки смены.

12. Наличие журнала замечаний по технике безопасности является строго обязательным. Руководитель рабочего процесса (начальник отряда, буровой мастер, прораб) обязан по крайней мере один раз в декаду проверять соблюдение техники безопасности на местах, а о результатах проверки отчитываться в журнале замечаний.

13. Все члены тех. персонала должны быть укомплектованы спецодеждой и всеми необходимыми средствами защиты: касками, диэлектрическими перчатками, защитными очками, предохранительными

поясами, рукавицами. Спецодежда подбирается исходя из специфики деятельности рабочего.

14. Все металлические конструкции малогабаритной буровой установки должны быть заземлены. Все применяемые для заземления устройства должны соответствовать требованиям, выдвигаемым разделом «Электротехническое хозяйство» техники безопасности. В непосредственной близости от пусковой аппаратуры всегда должны находиться защитные средства (диэлектрические перчатки и резиновые коврики).

15. При осуществлении бурения близ объектов, являющихся потенциальным источником угрозы для работников (высоковольтные линии электропередач, нефте- и газопроводы) должны быть приняты дополнительные меры предосторожности. Персонал должен быть в обязательном порядке предупрежден об опасности.

16. Ключи, молотки, кувалды, ломы и другой ручной инструмент следует содержать в полной исправности. Все инструменты, оборудованные рукоятками, должны быть прочно укреплены на них. Производить работы неисправным инструментом категорически запрещается.

17. Если рабочий инструмент применяется на высоте более 2 метров над уровнем земли, то его необходимо переносить в специальных сумках, а в процессе работы привязывать.

18. Если того требует специфика работ, следует производить удлинение рукояток ключей. Оно может быть осуществлено посредством надевания на них бесшовных патрубков. Общая длина плеча при этом не должна превышать 2 м.

19. Если работа проводится на высоте 2 метра от земли, то рабочие места должны быть в обязательном порядке оборудованы площадками с мостиками, иметь лестницы и перила. При осуществлении работ на высоте свыше 3 метров все рабочие должны надевать предохранительные пояса. Работать на высоте запрещается при плохих погодных условиях (ливень, гроза, порывистый ветер силой от 5 баллов, сильный снегопад).

20. Работая на высоте, рабочим категорически воспрещается перебрасывать инструмент друг другу. По завершении смены весь вспомогательный буровой инструмент должен быть убран на место.

21. Рабочие помещения стационарных буровых установок в обязательном порядке должны быть оборудованы противопожарным инвентарём.

22. На всех рабочих местах должны быть вывешены таблички, предупреждающие об опасности, а также сопутствующие инструкции и знаки.

23. На всех без исключения производственных объектах буровой вышки должны быть медицинские аптечки. Они должны содержать бинт, йод, вату и подробные инструкции по оказанию первой помощи.

24. Посторонние лица не должны допускаться на объект. Вход во все производственные помещения (буровые установки, насосные станции, передвижные электростанции) должен осуществляться по пропускам.

25. Запрещается допускать к выполнению работы лиц, пребывающих в нетрезвом состоянии.

26. Все связанные с производством несчастные случаи должны расследоваться в соответствии с регламентом.

5.2 Охрана недр и окружающей природной среды

Бурение и эксплуатация водозаборных сооружений для добычи аптсеноманских вод обусловлены и тесно связаны с разработкой нефтяного месторождения. В связи с этим охрана недр и окружающей природной среды на Северо-Тончинском водозаборе должна проводиться комплексно с учетом влияния всех факторов в рамках единой программы, представляемой в технологической схеме разработки нефтяного месторождения. Следует, однако, уточнить, что техногенное воздействие на природную среду при эксплуатации водозаборных сооружений имеет свои специфические черты, обусловленные значительно менее жесткими нагрузками по сравнению с добычей нефти.

Природоохранная деятельность на Северо-Тончинском месторождении должна проводиться инженерно-геологической службой нефтедобывающего предприятия (НГДУ «Сургутнефть» ОАО «Сургутнефтегаз») и контролироваться Сургутским отделением Агентства по недропользованию по ХМАО-Югре.

Охрана недр при бурении и эксплуатации водозаборных скважин направлена на рациональное и эффективное, без потерь использование апт-сеноманских вод для повышения нефтеотдачи и экономию пресных вод, особенно на начальной стадии разработки месторождения. С этой целью необходимо, чтобы колонны водозаборных скважин и их устья были герметичны; в противном случае эксплуатация скважин запрещается.

Надежность цементирования и изоляции ствола скважин контролируется геофизическими исследованиями. Цемент за кондуктором должен подниматься до устья, за эксплуатационными колоннами – выше башмака кондуктора на 20-30 м при перфорации скважины. Если фильтровая часть колонны по разрезу покурской свиты оборудуется щелевым или проволочным фильтром, то цемент поднимается от кровли сеноманского яруса до башмака кондуктора. При эксплуатации водозаборных скважин необходимо регулярно проводить режимные исследования, осуществлять контроль за отборами воды, наблюдения за положением динамического уровня, изучать качество воды, химсостав и их изменения во времени по мере освоения месторождения в соответствии с мониторингом геологической среды и условиями лицензирования.

Для предотвращения загрязнения поверхностных и подземных вод после бурения водозаборных скважин проводятся работы по очистке территории буровой установки от мусора и использованного оборудования, откачка воды из шламовых амбаров в коллектор и рекультивация земельного участка согласно законам Российской Федерации, ГОСТам и инструкциям. Куст водозаборных скважин на КНС обваловывается для недопущения утечки соленой подземной воды на природные объекты, в водоемы и

водотоки, проливы воды немедленно ликвидируются. Система забора, очистки и транспорта воды должна быть герметичной, для чего регулярно проводятся профилактические ремонты и мероприятия по борьбе с коррозией.

При эксплуатации водозаборных сооружений в атмосферу при дегазации воды сбрасывается газ преимущественно метанового состава. Его необходимо ликвидировать. В целом же по месторождению при его разработке содержание газа в атмосфере должно контролироваться для недопущения превышения предельных концентраций.

Особо охраняемыми территориями на участке являются водоохранные зоны водоемов, ширина которых для рек и озер определяется согласно постановлению Правительства Российской Федерации «Об утверждении Положения об осуществлении государственного контроля за использованием и охраной водных объектов» от 25.12.2006 № 801, и территория приоритетного природопользования, где всякая хозяйственная деятельность или запрещается, или ограничивается, и для контроля должны быть созданы водоохранные посты.

В целях недопущения нанесения ущерба животному миру необходимо:

- исключить строительство буровых на путях миграции животных;
- не строить водозаборные сооружения, дороги и т.д. в местах массового обитания животных и птиц;
- предусмотреть подземную прокладку трубопроводов.

Недропользователю необходимо:

- осуществлять постоянный контроль за техническим состоянием обвязки устьевого оборудования, измерительной аппаратурой, конструкцией скважин в соответствии с проектными документами и нормативными актами;
- проводить проверку технического состояния эксплуатационных скважин, затрубного цементационного герметизационного аппарата и герметичности эксплуатационных колонн в соответствии с проектными документами и нормативными актами;

- организовать и проводить мониторинг подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса в соответствии с государственным мониторингом геологической среды в Сургутском нефтегазоносном районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, утвержденным Министерством природных ресурсов РФ;

- постоянно вести «Журнал учета работы скважин», в котором должны регистрироваться результаты замеров водоотбора, давлений, уровней, температур, даты отбора проб воды на химический анализ, простои и ремонтно-профилактические мероприятия, качество цементации и герметичности колонн.

Для наблюдения за гидродинамическим состоянием апт-сеноманского водоносного комплекса на месторождениях должны использоваться специально выделенные наблюдательные или резервные скважины.

В рамках закона РФ «О недрах», эффективного и рационального использования недр предусматривается обязательное извлечение промышленно кондиционных микроэлементов. Содержание йода в апт-сеноманской воде Сургутского нефтегазоносного района является промышленным, и его попутное извлечение при определенных условиях может быть экономически выгодным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения дипломной работы была решена задача по обеспечению технической водой Сургутского нефтяного месторождения ХМАО.

По опыту проведенных работ наиболее целесообразным был выбор апт-сеноманского водоносного комплекса. Так как совместимость апт-сеноманской воды с пластовой изучалась в лабораторных условиях в 70-х годах прошлого столетия путем смешения этих вод в различных пропорциях. Установлено, что при смешении апт-сеноманской воды, тип которой всегда хлоркальциевый, с пластовыми водами нефтяных пластов такого же типа, осадка не образуется, что, впрочем, и вытекает из теоретических расчетов, их смешение носит характер разбавления.

В процессе работы были поставлены и решены следующие задачи:

- 1) рассчитана и выбрана наиболее целесообразная схема водозабора и установлено необходимое количество эксплуатационных скважин;
- 2) проведены гидродинамические расчеты;
- 3) установлена проектная глубина, выбрана конструкция, технология строительства комплекса эксплуатационных скважин;
- 4) определена, сметная стоимость работ и установлены сроки выполнения.

Полученные материалы были результатом комплекса проектных работ, которые включали в себя:

- топогеодезические работы;
- буровые работы;
- геофизические исследования;
- режимные наблюдения;
- опытно-фильтрационные работы;
- лабораторные работы;
- камеральные работы;

СПИСОК ИСПОЛЬЗЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

I. Официальные документы:

1. Федеральный закон «О недрах» от 21.07.2014 г. № 261-ФЗ.
2. СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества»

II. Монографии, коллективные работы, сборники научных трудов:

3. Сулин В.А. Воды нефтяных месторождений СССР воспроизведено в оригинальной авторской орфографии издания 1935 года (издательство "ОНТИ НКТП").

III. Интернет-ресурсы:

4. Сайт Характеристика месторождений ОАО "Сургутнефтегаз"
https://otherreferats.allbest.ru/geology/00786940_0.html
5. Сайт Справочный ресурс СНиПы и ГОСТы http://www.snip-info.ru/Pb_08-37-93.htm