

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

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки

Отделение школы (НОЦ) Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств горизонта Ю1 на Зеленогорском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 550.832:553.98(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Рявкина Юлия Владимировна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусев Е.В.	к.г.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гаврилова А.С.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИБП	Кашук И.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст.преподаватель ООД ШИБП ТПУ	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Гусев Е.В.	к.г.-м.н.		

Томск – 2022г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	5
1.1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ОЧЕРК РАЙОНА РАБОТ.....	5
1.2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА.....	7
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ...11	
2.1. СТРАТИГРАФИЯ.....	11
2.2. ТЕКТНИКА.....	15
2.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ.....	17
2.4. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	22
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	31
4.ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	33
4.1. ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ	33
4.2 ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ И ЗАДАЧИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	34
4.3 ВЫБОР МЕТОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.....	35
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	37
5.1. МЕТОДИКА ПРОЕКТНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ	37
5.2. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ	39
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ	48
6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА КАРОТАЖА ПЛОТНОСТНОГО	48
6.2. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ГАММА-КВАНТОВ С ВЕЩЕСТВОМ	48
6.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА КАРОТАЖА ПЛОТНОСТНОГО (ГГКп)	49
6.4. РАСЧЕТ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ГГКп	50
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	52

7.1.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РАБОТ ПО ПРОЕКТУ	52
7.2.	СМЕТА	62
8.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	65
8.1.	ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	65
8.2.	ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	78
8.3.	БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	81
8.4.	ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	83

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе для Зеленогорского месторождения обобщен и проанализирован весь объем геолого-геофизической информации. С использованием уточненного петрофизического обеспечения проведена переинтерпретация промыслово-геофизических данных, уточнены подсчетные параметры. В работе изложено геологическое строение, коллекторские свойства продуктивного пласта Ю₁². Проведено литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин, выделены коллектора, определены их фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения.

Зеленогорское нефтяное месторождение в административном отношении находится в юго-западной части Кургасокского района.

Первооткрывательницей месторождения явилась скважина 1Р. Полученные результаты позволили в 1980 году впервые осуществить прирост запасов нефти. При дальнейшем разбуривании месторождения (1980-1984г.г.) промышленная нефтеносность пласта Ю₁² подтвердилась результатами ГИС и опробования скважин: 2Р, 3Р, 5Р, 6Р, 7Р и 9Р.

Перед выполнением данной работы мною были поставлены следующие задачи:

1. На основании геолого-геофизических материалов провести анализ фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Зеленогорском месторождении нефти.
2. Установить наиболее перспективные участки и стратиграфические интервалы в пределах Зеленогорском месторождения.
3. Оценить качество выполненного комплекса ГИС.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1. Географо-экономический очерк района работ

Зеленогорское месторождение, открытое в 1980 году, введено в эксплуатацию в 2007 году.

Обзорная карта района работ Зеленогорского месторождения представлена на рисунке 1.

В орографическом отношении район работ представляет собой расчлененную, сильно заболоченную равнину с абсолютными отметками от + 95 до + 135 м.

Основной водной артерией является река Васюган, судоходная для судов малого тоннажа, в период весеннего половодья притоки несудоходные. Вскрытие рек происходит в конце апреля, ледостав - во второй половине октября.

Климат района континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -45° зимой до $+30^{\circ}$ летом. По количеству выпадающих среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его высота достигает 1-1.5 м. Промерзаемость грунта составляет 0.8 -1.6 м болот - около 0.4 м.

Экономическое развитие района связано с нефтедобывающей деятельностью. Развита сеть внутрипромысловых дорог. Доставка грузов осуществляется автотранспортом с основных и перевалочных баз снабжения, расположенных в г. Стрежевой. На месторождении имеется вахтовый поселок, две вертолетные площадки, ремонтные службы. Для поддержания пластового давления используются подземные воды сеноманского водоносного комплекса. Обеспечение строительства

внутрипромысловых работ, кустовых оснований проводится за счет привозного гравия из Томска и использования местных песков, добываемых из пойменно-террасовых отложений р. Чертала.

Энергоснабжение месторождения осуществляется от подстанции 110/35/5 2X25 МВА. Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты верхнепалеогенового возраста, для технических нужд, эксплуатационного бурения используют подземные воды сеноманского водоносного комплекса.

Рисунок 1 – обзорная карта района работ Зеленогорского месторождения

1.2. Геолого-геофизическая изученность района

Геолого-геофизическое изучение западных районов Томской области начато с 60-х годов.

После проведения первоначальных, сугубо региональных работ, общих для всей Западной Сибири, (1947-1954г.г. – геологическая съёмка масштаба 1:1000000, 1952-1961г.г. – гравиметрическая съёмка масштаба 1:1000000, 1954-1961г.г. – аэромагнитная съёмка масштаба 1:200000, 1956-1957г.г. – опорное и структурное поисковое бурение) было начато изучение территории методами сейсморазведки. Сначала это были маршруты и площадные съёмки зондированиями МОВ. С 1958 года начаты систематические сейсморазведочные исследования однократным МОВ. В результате были изучены основные особенности геологического разреза мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и определены наиболее перспективные территории.

Планомерное изучение геологического разреза западной части Томской области методом ОГТ началось в 1977-1978 г.г.

Основанием для ввода Зеленогорской площади в поисковое бурение послужили материалы площадных сейсморазведочных работ, выявивших и оконтуривших локальное поднятие, и материалы, детализировавших и подготовивших поднятие к глубокому бурению. Поисковое бурение на площади начато в 1979 году в соответствии с “Проектом глубокого бурения на Зеленогорской площади”, утвержденным 16 октября 1979 года. К середине 1982 года, согласно проекту, было пробурено пять (1Р-5Р) поисковых скважин.

Проведенные геологоразведочные работы позволили произвести предварительный подсчет запасов нефти по категориям C_1 и C_2 в количестве, соответственно, 3910 тыс.т. и 920 тыс.т.

Однако фактические размеры месторождения, в силу его недоразведанности, были ещё не выяснены. К наиболее существенным недостаткам проведенных работ можно отнести следующее: недостаточная изученность структуры сейсморазведкой и глубоким бурением, не установлены границы распространения залежи, не уточнен водонефтяной контакт в восточной части месторождения, недостаточен объем образцов и проб для определения коллекторских свойств пласта и физико-химических свойств насыщающих флюидов.

В 1982-1984 годах бурением скважин 6Р, 7Р, 8Р и 9Р начался разведочный этап работ. Всего на месторождении с 1979 по 1984 годы пробурено и испытано девять поисково-разведочных скважин. Продуктивными является пласт Ю₁² (ранее именуемый Ю₁⁰) горизонта Ю₁ васюганской свиты. По промыслово-геофизическим и керновым данным нижне-среднеюрские и палеозойские отложения характеризуются низкими значениями ФЕС и интереса в нефтегазоносном отношении не представляют.

В процессе геолого-разведочных работ на месторождении детально изучено геологическое строение, выявлены закономерности распространения продуктивного пласта по площади и по разрезу, изучены коллекторские свойства, физико-химические свойства насыщающих флюидов, определены добывные возможности и приёмистость пласта.

Параллельно с глубоким бурением на месторождении в 1980-1982 годах проводились сейсмические исследования методом ОГТ, в 1981-1983 годах – тематические работы. Тематической партией (Смыслов А.А.) на заключительном этапе сейсморазведочных работ проведено обобщение полевых сейсмических материалов МОВ (1960-1978 г.г.) и увязка их с материалами МОГТ (1981-1982 г.г.).

На основании результирующей карты по отражающему горизонту II^a (подошва баженовской свиты) специалистами ПГО "Томскнефтегазгеология" в 1985 г. объемным методом был выполнен подсчет запасов нефти и

растворенного газа Зеленогорского месторождения с утверждением в ГКЗ СССР. В соответствии с протоколом ГКЗ СССР (№ 9869 от 04.12.1985 г.) запасы нефти категории C_1 составили 16915 тыс.т./4736 тыс.т.

Основной объём сейсмической информации по площади получен в результате работ МОГТ ОАО «Сибнефтегеофизика». Исследования, проведенные (автор О.В. Максименко) по системе продольного профилирования с плотностью сети профилей 1.8 км/км², позволили достичь более высокой детальности структурных построений по всем (Φ_2 , Ia, Ib, IIa, IVa и Va) отражающим горизонтам, что позволило расширить предполагаемый контур нефтеносности на северо-востоке месторождения и спрогнозировать прирост запасов категории C_2 .

В 1997 году на баланс были приняты запасы нефти категории C_2 (протокол ЦКЗ от 09.04.1997 года, г.Тюмень) в количестве 1576 тыс.т./443тыс.т. При высокой степени разведанности 91.4%, изученность коллекторских свойств песчаников, характера и степени их насыщения, гидродинамических характеристик продуктивного пласта, физико-химических свойств пластовых флюидов и разгазированных нефтей осталась довольно низкой.

По результатам разведочного бурения и на основе сейсмических данных в 2003 году в рамках «Технологической схемы опытно-промышленной разработки...» (протокол ЦКР № 3009 от 25.06.2003г) была создана 3D геологическая модель месторождения. В результате сложившейся ситуации, многие из параметров при моделировании разработки были приняты по аналогии с соседней площадью. Поэтому в начальный период разработки месторождения была утверждена программа доразведки месторождения (протокол ЦКР № 3009 от 25.06.2003г), согласно которой было рекомендовано проведение следующих мероприятий:

- отбор кернa в интервале горизонта Ю₁ васюганской свиты, не менее чем в одной субвертикальной скважине вновь разбуриваемого куста, с проведением комплекса ГИС, рекомендованного для разведочных скважин;

- литолого-фациальные и петрофизические исследования кернового материала полученного при бурении скважин;

- исследование ФЭС образцов кернa отобранных в интервале продуктивного пласта, включающее изучение коллекторских свойств, порометрические исследования, определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, исследования коэффициента вытеснения нефти различными рабочими агентами;

- отбор и исследование глубинных проб нефти для определения свойств и состава пластовых флюидов;

- систематический отбор и анализ поверхностных проб УВ действующего фонда скважин для контроля за процессом разработки и получения и уточнения данных для проектирования объектов обустройства месторождения;

- испытание пласта перед вводом скважины в эксплуатацию, во всех вводимых скважинах в период пробной эксплуатации месторождения.

Количество скважин-кандидатов несущих разведочную нагрузку определено не менее одной скважины в кусте.

Месторождение введено в разработку 2007 году на основании “Технологической схемы опытно-промышленной разработки Зеленогорского месторождения” бурением трех кустов, находящихся в сводовой и крыльевой частях залежи. На предлагаемой схеме эксплуатационного разбуривания указанным (разведочным) скважинам соответствуют добывающие скважины 506, 1007 и 1306.

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, вскрытые на полную мощность в скважинах 1Р и 3Р, имеющие в пределах рассматриваемого месторождения толщину 3233-3253 м, со стратиграфическим перерывом залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента.

Стратиграфическое расчленение разреза проведено по материалам поисково-разведочного бурения на площади с учетом уточненной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западной Сибири, принятой на шестом Межведомственном стратиграфическом совещании в 2003 г. (г. Новосибирск).

Палеозойская группа – Pz

На месторождении палеозойские отложения вскрыты скважиной 3Р на глубине 3335 м. Литологически вскрытые породы представлены кремнистыми трещиноватыми доломинитизированными алевритами, кремнисто-карбонатной брекчией, долеритами и интенсивно карбонатизированными кварцевыми диоритами.

Вскрытая толщина палеозойских отложений – 60 м.

Мезозойская группа – Mz

Триасовая система – Т

Триасовые отложения не имеют сплошного распространения, а выполняют отдельные грабенообразные впадины. По внешним признакам и литолого-фациальному составу отложения триаса не отличаются от вышележащих отложений тюменской свиты, поэтому интервалы их залегания в разрезе скважин можно выделить только условно.

Вскрытая толщина триасовых образований на месторождении по материалам скважин 1Р и 3Р колеблется от 82 до 105 метров. По керновым данным отложения представлены аргиллитами, грубозернистыми известковистыми песчаниками и конгломератами, состоящими из окатанных галек эффузивных пород.

Юрская система – J₂₊₃

Юрские отложения в пределах описываемой территории выделяются в объеме четырёх свит: тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской. В целом толщина юрских отложений изменяется от 467 м до 476 м.

Средняя юра – J₂

Тюменская свита

(аален-батский- J₂ tm)

Отложения свиты имеют повсеместное площадное распространение. Осадки свиты формировались в континентальных и переходных условиях. Литологически свита представлена частым переслаиванием серых, темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Характерна повышенная углистость и пиритизация. Песчаные пласты имеют линзовидное, прерывистое строение,

толщина песчаных прослоев небольшая, но иногда достигает десяти и более метров.

Нижняя часть свиты характеризуется повсеместным развитием угленакопления и большей толщиной угольных пластов. С угольным пластом $У_{10}$ - низы байоса - сопоставляется отражающий горизонт Γ^a . В средней части свиты толщина угольных пластов постепенно сокращается и увеличивается доля песчаников. Верхняя часть свиты характеризуется более тонкой ритмичностью и увеличением представительности маломощных пропластков угля. В прикровельной части свиты выделяется песчаный пласт $Ю_2$, имеющий линзовидное строение.

Вскрытая толщина свиты составляет 352 м и 369 м.

Средняя + верхняя юра – J_{2-3}

Васюганская свита

(верх верхнего бата - нижняя половина верхнего оксфорда – J_{2-3} vs)

Песчано-глинистые отложения васюганской свиты трансгрессивно перекрывают тюменскую свиту и подразделяются на две подсвиты – нижнюю и верхнюю. Нижневасюганская подсвита формировалась в условиях относительно глубоководной части моря и сложена, в основном, тёмно-серыми аргиллитами, иногда алевритистыми, крепкими, участками с тонкими прослойками светло-серого алевролита.

Песчано-алевролитовые пласты верхневасюганской подсвиты выделяются как горизонт $Ю_1$, являющийся основным объектом поисков, разведки и разработки залежей УВ в рассматриваемом районе.

Горизонт $Ю_1$ имеет сложное внутреннее строение, обусловленное разнообразием обстановок осадконакопления отдельных интервалов его разреза в условиях циклических колебаний уровня моря. В его объеме достаточно надежно выделяются и прослеживаются по площади три пачки,

отличающиеся по литологии и условиям формирования. Основу указанного деления верхневасюганской подсвиты определяет наличие в средней части её разреза так называемой межугольной толщи, которая представлена глинисто-углистыми породами с прослоями и линзами алевролитов и песчаников. Континентальный генезис этих отложений подтверждается присутствием в них слоев углей толщиной до 2.5 м. В классическом типе разреза маркирующие слои углей отмечаются как в кровле, так и в подошве толщи, что и определило её название.

Подугольная толща залегает между кровлей нижневасюганской подсвиты и подошвой межугольной толщи и содержит песчаные пласты Ю₁³ и Ю₁⁴, которые распространены на большей части площади. Разрез горизонта Ю₁ завершает надугольная толща, ограниченная снизу кровлей межугольных отложений, а сверху породами георгиевской свиты.

В рассматриваемом интервале разреза снизу-вверх выделяются песчано-алевролитовые пласты, индексируемые как Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁^{му}, Ю₁², из которых пласт Ю₁² является промышленно нефтеносным.

Толщина свиты 72-82 м.

Георгиевская свита

(поздний оксфорд-кимеридж – J₃ gr)

Базальные отложения георгиевской свиты на месторождении вскрыты во всех скважинах, представлены темно-серыми, темными, плотными аргиллитами. В подошве свиты почти повсеместно залегают маломощные песчаники барабинской пачки (базальный горизонт георгиевской свиты). Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные, крепкоцементированные. Отмечаются комковатые включения бурого глинистого материала, присутствие пирита и глауконита, а также большое количество останков белемнитов.

Толщина свиты - 1 -6м.

Баженовская свита
(волжский ярус – J₃bg)

Породы свиты представлены аргиллитами от темно-серых до буровато-темно-серых, плотными, крепкими, плитчатыми, битуминозными, слюдистыми, пиритизированными, с редкими отпечатками фауны.

Морские осадки свиты характеризуются выдержанностью литологического состава, площадного распространения и входят в состав региональной покрывки верхнеюрского нефтегазоносного комплекса. Они четко опознаются во вмещающем разрезе на диаграммах ГИС, а также формируют своими аномальными акустическими свойствами опорный отражающий сейсмический горизонт Па, имеющий региональное прослеживание.

Толщина свиты 26-34 м.

Вышележащие меловые (куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты), палеогеновые и четвертичные отложения представлены терригенным песчано-глинистым разрезом, согласно перекрывающим юрские породы.

2.2 Тектоника

Согласно “Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области” под редакцией А.Э Конторовича (рисунок 2), локальное поднятие приурочено к западной части Игольского куполовидного поднятия, осложняющего структуру второго порядка - Южно-Нюрольскую мезовпадину. Последняя расположена в южной части Нюрольской мегавпадины – крупной отрицательной структуры первого порядка.

Согласно “Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления” (редактор В.С.Сурков) Игольское куполовидное поднятие находится в пределах Нюрольского прогиба.

Тектоника рассматриваемого района обусловлена его положением в зоне сопряжения Колтогорской рифтогенной зоны и Нюрольского осадочного бассейна, формирование которого явилось следствием активного прогибания этой территории на рубеже палеозоя и мезозоя.

В строении фундамента выделяется два структурно-тектонических этажа. Нижний - складчато-блоковый, представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста. Верхний этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание, и типично платформенными образованиями чехла. Для отложений промежуточного комплекса характерна меньшая дислоцированность, слабый метаморфизм и проявление эффузивного магматизма. Структура складчатого фундамента образует линейные полосы поднятий и прогибов северо-западного простирания, расчлененных грабен-рифтами северо-восточного направления на крупные блоки.

Рисунок 2 – фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области (Конторович В.А., 2001г.)

2.3 Нефтеносность

Зеленогорское нефтяное месторождение входит в Васюганский нефтедобывающий район. В непосредственной близости от него открыто большое количество нефтяных месторождений, давших притоки нефти из пластов горизонта Ю₁.

Зеленогорское поднятие введено в поисковое бурение в 1979 году в соответствии с «Проектом глубокого бурения на Зеленогорской площади» от 16 октября 1979 года.

Первооткрывательницей месторождения явилась скважина 1Р, пробуренная в своде поднятия, в которой из интервала 2798 -2803м (а.о. - 2673.4-2678.4м) получен фонтан безводной нефти дебитом 13.4 м³/сут на 4 мм штуцере. При достреле интервала до 2798-2812 м (а.о.- 2673.4-2687.4 м) приток нефти на 8 мм штуцере увеличился до 26 м³/сутки.

Промышленная нефтеносность месторождения стратиграфически связана с песчаным пластом Ю₁² (ранее индексируемым как Ю₁⁰), залегающим на глубинах 2783.0-2810.0 м и являющимся аналогом и, фактически, продолжением продуктивного пласта Ю₁² Игольско-Талового месторождения.

Литологически пласт Ю₁² представлен терригенными песчано-алевритовыми отложениями полимиктового состава. Коллекторами на Зеленогорском месторождении являются песчаники серые, светло-серые, средне- мелкозернистые, среднесцементированные с запахом и выпотами нефти и многочисленными включениями заизвесткованной органики.

Характерной чертой строения пласта Ю₁² является его макро неоднородность, выражающаяся повышенным содержанием глинистой и карбонатной составляющих. Вследствие этого, пласт характеризуется 3^{-х} членным строением: представляет собой 2 песчаных пропластка, разделенных между собой глинистым прослоем, составляющим в среднем -

2.8 м (в скважинах ЗР, 704, 903 нижний прослой, в свою очередь, разделен, на два). Практически во всех скважинах в кровле и подошве продуктивного пласта (на границе раздела песчаной и глинистой составляющих) отмечается наличие карбонатного прослоя средней толщиной 2.0м. Песчаные прослои, входящие в пласт Ю₁², изменчивы по толщине, простиранию и ФЕС. В скважинах, пробуренных на северо-восточном крыле поднятия, проницаемые разности в подошвенной части пласта Ю₁² (нижний пропласток) отсутствуют. В результате при общих толщинах 5.1м – 12.6 м коэффициент песчаности изменяется в широком диапазоне от 0.11 -0.65, составляя в среднем – 0.359.

От нижележащего водоносного пласта - Ю₁^{му} продуктивный пласт отделяется непроницаемым глинистым разделом, минимальное значение которого составляет 8.2м, что является благоприятным фактором в процессе разработки месторождения.

На поисково-разведочном этапе максимальный безводный дебит нефти, равный 26 м³/сут на 8мм штуцере был получен в скважине 1Р, расположенной в сводовой части залежи. В скважинах, пробуренных в восточной (скв.5Р, 6Р и 9Р) и юго-восточной (скв.2Р) частях месторождения, притоки нефти составили, соответственно: 5.8м³/сут, 3.8м³/сут, 7.5м³/сут и 3.5м³/сут на 3мм штуцере. В скважинах ЗР и 7Р, расположенных в западной и юго-западной частях залежи, притоки нефти значительно ниже - 0.5 м³/сут на Нср.дин-1264 м и 1.43м³/сут на Нср.дин-1030 м, что связано с ухудшением коллекторских свойств и ограничением нефтенасыщенных толщин пласта в этих направлениях.

При обосновании ВНК в отчете 1985 года учитывались материалы разведочных скважин ЗР и 6Р.

В скважине ЗР нефтенасыщенная часть пласта выделялась в интервале а.о. -2686.1-2686.7м, нижний прослой интерпретировался как водоносный с кровлей а.о.-2689.5м, им ограничивалась общая толщина пласта. Опробована была только его верхняя часть до а.о.-2687.2м.

Самая низкая отметка получения безводной нефти отмечалась в скважине 6Р на а.о.-2691.6 м.

В скважинах 2Р, 5Р и 9Р притоки безводной нефти были получены на абсолютных отметках, соответственно, а.о.-2691м, а.о.-2690м и а.о.-2688 м.

С учетом этой информации водонефтяной контакт принимался наклонным на а.о.-**2687-2692 м** .

Отсутствие признаков нефти в скважине 4Р, вскрывшей пласт на а.о.-2690.3 м, объяснялось наличием прогиба между собственно Зеленогорским поднятием и куполом, осложняющим северо-восточную часть структуры, в скважине 8Р- погружением пласта до а.о. -2699.3м. По данным ГИС и результатам опробования в процессе бурения пласт Ю₁² в этих скважинах имеет водонасыщенную характеристику.

За период, прошедший после утверждения запасов в ГКЗ (протокол ГКЗ РФ № 9869 от 04.12.1985 г.), в границах залежи на основании “Технологической схемы опытно-промышленной разработки Зеленогорского месторождения” (протокол ЦКР № 3009 от 25.06.2003г.) пробурено 49 эксплуатационных скважин. В результате объем геологической информации значительно увеличился.

В процессе составления отчета по результатам анализа данных опробования, ГИС, кернового материала и описания шлифов осуществлена детальная корреляция пластов горизонта Ю₁ и построены уточненные петрофизические, позволившие уточнить границы пластов и характер насыщения поисково-разведочных скважин.

В представляемой работе при геолого-геофизической интерпретации поисково-разведочных скважин, участвовавших при обосновании ВНК в 1985 году, внесены следующие изменения:

- По скважине 3Р общая толщина пласта теперь включает третий нижний прослой, в котором впервые выделена эффективная водонасыщенная часть в интервале а.о.- 2694.8-2695.4м, в связи с чем верхняя кровля

водоносного интервала установлена на отметке -2694,8м вместо принятой ранее а.о.-2689.5м. Изменено насыщение прослоя в интервале а.о.- 2689.7-2691.6 м на нефть, таким образом, подошва нефтенасыщенной части пласта имеет а.о.-2691.6м.

- Устранен сдвиг кривых ГИС в скважине 6Р. В результате откорректированы границы пласта, подошва его нефтенасыщенной части определена на а.о. -2692.5м, вместо принятой ранее а.о. -2691.6м.

На подсчетном плане, построенном по данным бурения 58 скважин, с учетом уточненной сейсмоосновы по отражающему горизонту Па, Зеленогорское поднятие по оконтуривающей изогипсе а.о.-2690м, представляет собой антиклинальную складку субширотного простирания, юго-западное крыло и западная периклиналь которой контрастны, северо-восточное крыло – более полого. В восточной части Зеленогорской структуры в районе скважин 6Р и 9Р выделяется депрессионная зона размером 3 на 4 км, абсолютные отметки самых глубоких точек зоны достигают -2705-2710м.

Границы нефтяной залежи определились на основе результатов опробования, данных промыслово-геофизических исследований скважин, а также структурных построений.

При геометризации залежи использовались данные всех скважин за исключением скважин 704, 707, 804, 808, 1007, 1008, 1105, 1106 и 1304, имеющих большие отклонения от вертикали и не вписывающихся в структурные построения. Отметки кровли и подошвы продуктивного пласта Ю₁² в этих скважинах корректировались.

Начальные дебиты нефти эксплуатационных скважин при работе на ЭЦН после применения ГРП составляли от 8 до 66 т/сут., обводненность - 2-41%. Накопленная добыча нефти по залежи на 01.01.09г. - 247 тыс. т.

В представляемой работе гипсометрическое положение контура нефтеносности принимается на а.о. - 2694 м, что соответствует середине расстояния между самой нижней отметкой подошвы нефтяного пласта в скважине 6Р (а.о.-2692.5м), при опробовании которой в интервале 2804-2808м (а.о.-2688.4-2692.4м) начальный безводный дебит нефти на 3 мм штуцере составил 3.8 м³/сут и кровлей водоносного пропластка в скважине 3Р (а.о.-2694.8 м). В скважине 6Р общее суммарное время работы на притоке составило 158 часов, признаков пластовой воды не отмечено. Это позволяет предположить гипсометрическое положение ВНК несколько ниже, чем принималось ранее.

Таким образом, изменение положения ВНК связано с корректировкой глубин в скважине 6Р и изменением насыщения в скважине 3Р.

В остальных же вертикальных и близких к вертикальным скважинах продуктивный пласт вскрыт выше ВНК.

В границах представляемого контура нефтеносности (а.о.-2694м) залежь имеет близкую к изометричной форму, вытянутую в широтном направлении.

Размеры залежи в плане составляют 16.1 x 8.5 км, высота – 27.1 м.

Эксплуатационное разбуривание центральной и юго-восточной частей залежи предопределили некоторую схематичность структурных построений в краевых зонах. При выполненных структурных построениях, максимальное развитие на залежи получили нефтенасыщенные толщины 2.0 – 3.0 м; увеличение толщин более 3м в виде узкой полосы северо-западного простирания прослеживается вдоль всей структуры. Локальное уменьшение нефтенасыщенных толщин в северо-западной, северо-восточной и юго-восточной частях залежи связано со вскрытием зон глинизации нижнего песчаного пропластка, в южном направлении - верхнего песчаного пропластка (скв.7Р) .

В целом по залежи нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 1.0 м до 5.8 м. Средневзвешенное значение для нефтяной зоны составляет 2.8 м, для водонефтяной зоны -1.7 м, в целом по залежи- 2.5 м.

Малые нефтенасыщенные толщины определили узкую водонефтяную зону (0.1-1.5 км) на северной, южной и восточной частях залежи; на западе (скв.3Р и скв.704) и на востоке (скв.808) в результате выполаживания структуры ширина водонефтяной зоны увеличивается до 2.8 и 2.5 км. В целом зона ВНЗ составляет 14,7 % от площади нефтеносности. Тип залежи - пластовая сводовая.

В других частях разреза по геофизическим данным и единичным опробованиям пластов Ю₁³⁻⁴, Б₇ и отложений палеозоя - PZ признаков нефтеносности не установлено.

По результатам эксплуатационного бурения значительных изменений на Зеленогорском месторождении не произошло: уточнились особенности, выявленные при разведочном бурении, а именно выявлены зональная и вертикальная неоднородности, выраженные в ухудшении ФЕС нижнего песчаного пропластка, в отдельных случаях до предельных значений выделения коллектора.

Рисунок 3. Схема нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины: 1 – месторождения: а) нефтяное; б) конденсатное; в) газовое

2.4 Гидрогеологическая и инженерно-геологическая характеристика

Специальных гидрогеологических исследований в пределах месторождения не проводилось. Пробы пластовых вод отбирались в процессе опробования скважин для решения задач поисково-разведочных работ. Гидрогеологическая характеристика пластов получена только в

результате определения характера насыщения перспективных пластов горизонта Ю₁ и Б₇.

В скважинах 4Р и 8Р с помощью ИП в процессе бурения опробованы пласты Б₇, Ю₁² и Ю₁³⁻⁴. Исследования вышеперечисленных пластов состояли в обработке результатов опробования и расчете гидродинамических параметров на основе записи кривой притока и построения графика КВД. В результате определялся средний дебит объекта, а по формуле Хорнера (для водонефтяных объектов) производился расчет гидродинамических параметров пласта: гидропроводности, проницаемости, продуктивности и коэффициента призабойной закупорки.

Гидрогеологические исследования подземных вод горизонта Ю₁ (пласт Ю₁³⁻⁴), проведенные в эксплуатационной колонне скважин 7Р и 9Р, состояли в определении статического уровня, дебита водоносного горизонта, в отборе проб, замере пластовых, забойных давлений, температур, газосодержания, минерализации по солемеру и плотности по денсиметру. Вскрытие водоносных горизонтов производилось путем перфорации эксплуатационной колонны. Вызов притока осуществляется сменой глинистого раствора на воду с последующим снижением уровня компрессированием. После замены технической воды на пластовую до установления постоянства по хлору проводилась запись кривой притока, по которой определялись коэффициенты продуктивности и гидропроводности.

После исследований отбирались пробы - глубинные и на устье. В лаборатории гидрогеологии и гидрогеохимии Томского отделения СНИИГГиМСа определялся химический состав физические свойства и минерализация пластовой воды.

Характеристика водоносных комплексов

Район работ находится в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна и Средне-Обского бассейна II порядка согласно районированию, принятому в монографии "Гидрогеология СССР".

Особенностью района является расположение его в гумидной зоне, в полосе весьма избыточного и избыточного увлажнения, что определяет основные черты формирования ресурсов и химического состава подземных вод.

Гидрогеологический разрез района расчленяется на 5 водоносных комплексов:

1. Палеоген-четвертичный
2. Верхнемеловой (покурская свита)
3. Нижнемеловой (алымская, киялинская, тарская и куломзинская свиты)
4. Юрский (васюганская и тюменская свиты)
5. Доюрский

Проведенные в последние годы исследования показали, что принятое стратиграфическое расчленение водоносных комплексов весьма условно. Некоторые исследования объединяют в один водоносный комплекс отложения юры и палеозоя ввиду невыдержанности водоупора между ними.

Водоносные комплексы изолированы друг от друга следующими водоупорными толщами:

1. Палеоген- верхнемеловая толща (отложения чеганской, люлинворской, ганькинский и славгородской свит)
2. Нижнемеловая толща (отложения кошайской пачки и баженовской свиты).

Водоупорные толщи сложены глинисто-аргиллитовыми породами.

Палеоген-четвертичный водоносный комплекс

Водоносные горизонты приурочены к озерно- болотным, пойменным, аллювиальным и озерным- аллювиальным отложениям четвертичного возраста и прибрежно- морским отложениям туртасской, новомихайловской, алымской и чеганской свит. Водовмещающими являются песчанно-гравийные и песчаные образования.

Воды четвертичных отложений безнапорные, иногда с местным напором, имеют гидрокарбонатно- кальциево- магниевый состав, иногда загрязнены, с минерализацией 0.12-0.79 г/л.

Отложения новомихайловской и атымской свит изучались Томской геологоразведочной экспедицией с целью оценки возможности водоснабжения. По данным откачек был рассчитан коэффициент водопроницаемости водоносного горизонта новомихайловской свиты, который составил 204 м²/сут. Горизонт имеет толщину около 30 м, воды напорные, по своему составу отвечают требованиям ГОСТ 2874-73 « Вода питьевая» за исключением повышенного содержания железа, марганца и пониженного содержания фтора. Воды пресные, гидрокарбонатно - кальциевые - магниевые, с минерализацией 0.2-0.4 г/л.

Питание комплекса – атмосферное, разгрузка приурочена к долинам рек.

Верхнемеловой (сеноман-аптский) водоносный комплекс

Комплекс предоставляет собой мощную водонасыщенную толщу покурской свиты. Верхним водоупором являются глины кузнецовской свиты. Кровля комплекса находится на глубине 820-900м, подошва приурочена к глинистым образованиям кошайской пачки (входящей в состав алымской свиты) и находится на глубине 1660-1770 м.

Суммарная эффективная толщина комплекса в районе месторождения составляет более 200 м.

Гидрогеологическая характеристика комплекса изучена по соседним территориям. Имеются данные по Пудинской опорной скважине: удельный дебит -0.29 л/сек.м при понижении 20 м. Пьезометрический уровень устанавливается на отметках +114.3м, что свидетельствует о высоких напорах водоносного комплекса. На Катальгинском месторождении было проведено испытание в колонне, при этом получен приток дебитом 544 м³/сут.

Фильтрационные свойства отложений по региональным данным: открытая пористость до 40%, проницаемость – до десятков дарси.

Воды имеют состав от гидрокарбонатно - кальциевого до хлоридно - кальциевого и хлоридо-натриевого и минерализацию от 4г/л (верхние водоносные горизонты) до 16 г/л (нижние водоносные горизонты).

Питание подземных вод осуществляется в краевых частях артезианского бассейна, разгрузка – в центральных и северных районах бассейна.

На разрабатываемых нефтяных месторождениях Томской области воды покурской свиты используются для закачки в целях искусственного поддержания пластового давления.

Нижнемеловой водоносный комплекс

Представлен отложениями алымской, киялинской, тарской и куломзинской свит. Водоупорной кровлей являются глинистые отложения кошайской пачки. Подстиляется комплекс аргиллитами куломзинской свиты. Залегает комплекс на глубине от 1675-1785 м до 2430-2543 м.

На Зеленогорском месторождении отложения тарской свиты (пласт Б₇) испытаны в скважине 8Р; за 5 минут стояния на притоке при депрессии 10МПа, получено 5м³ пластовой воды. Отложения комплекса значительно менее водообильны, по сравнению с вышележащим комплексом. Ввиду разнообразия фациального состава водоносные горизонты плохо выдержаны как по площади, так и в разрезе. Полная характеристика водоносного комплекса приведена в предыдущем отчете /24/.

Юрский водоносный комплекс

Юрский водоносный комплекс включает отложения васюганской и тюменской свит. Водоупорная кровля находится на глубине 2716-2871 м и представлена аргиллитами беженовской, участками георгиевской свит. Водоупорная подошва, вскрытая редкими скважинами на глубине 3200 м, и

представленная аргиллитами низов тюменской свиты, по региональным данным не выдержанна как по простиранию, так и в разрезе.

Юрский водоносный комплекс имеет следующие особенности:

1. Более высокая гидрогеологическая закрытость недр по сравнению с вышележащими комплексами.
2. Меньшая водообильность пород, связанная с ухудшением коллекторских свойств и невыдержанностью песчаных пластов, особенно в тюменской свите. Подтверждением этого является то, что все притоки воды, полученные при опробовании пластов этого комплекса, не выходили на перелив.

Наиболее полные сведения имеются по верхней части комплекса, поскольку к ней приурочена нефтяная залежь пласта Ю₁². Вскрытая эффективная толщина продуктивного пласта в законтурной области составляет 3.7-5.7м, пластовое давление в зоне ВНК - 27.6-28.2 МПа. Воды газонасыщенные, газосодержание колеблется в пределах 1.1-2.8 м³/м³.

В скважинах 4Р и 8Р пласт опробован в процессе бурения. За 25 -60мин стояния на притоке из пласта получено 0.26-0.6м³ пластовой воды. Коэффициент продуктивности изменяется в пределах 0.75-1.4м³/сут МПа, проницаемость- 2-19 мД. Анализ проб пластовой воды из этих скважин показал низкие значения минерализации, свидетельствующие о присутствии в пробах технической воды, поэтому данные по ним не приводятся.

Водонасыщенные отложения пласта Ю₁³⁻⁴ опробованы в скважинах 4Р, 7Р и 9Р.

Максимальный приток был получен в скважине 9Р и составил 37.1 м³/сут на динамическом уровне 843м. Статический уровень по данным испытания устанавливается на 4 м ниже и на 4м выше стола ротора. Коэффициент продуктивности изменяется в пределах 2.0-3.28 м³/сут*МПа. Газовый фактор достигает 3.6 м³/м³.

Состав и свойства вод Зеленогорского месторождения определены только по двум пробам из пласта Ю₁³⁻⁴. Минерализация пластовой воды изменяется от 24.2 до 25.4 г/л и составляет в среднем 24.8 г/л. Поскольку на Игольско-Таловом месторождении воды юрского комплекса по составу хлоридно-кальциевые с минерализацией около 30 г/л, в целях уточнения минерализации пластовой воды Зеленогорского месторождения необходимо провести дополнительный отбор проб.

По классификации вод по В.А. Сулину пластовая вода этого месторождения относится к хлоркальциевому типу. Концентрация полезных микрокомпонентов в воде значительно ниже промышленных кондиций и не представляет интереса в качестве источника минерального сырья.

Полученные экспериментальным путем значения плотности пластовой воды в третьей пробе из скважины 7Р и вязкости воды в пластовых условиях и в стандартных условиях из скважины 9Р были забракованы. В результате плотность воды в пластовых условиях составляет 0.993г/см³, вязкость-0.38мПа*с, объемный коэффициент-1.017.

Питание комплекса осуществляется в районах горного обрамления, разгрузка – в северных акваториях.

Доюрский водоносный комплекс

Доюрский водоносный комплекс приурочен к верхней части палеозойских образований. Водоупорная кровля представлена аргиллитами нижней части тюменской свиты, находится на глубине 3186-3335 м и не имеет повсеместного распространения. Водоупорная подошва не вскрыта.

На Зеленогорском месторождении опробование проведено в колонне в скважине 3Р. Притока не получено. В соседних районах комплекс также характеризуется низкой водообильности за исключением зон повышенной трещиноватости. На Калиновом месторождении статический уровень устанавливается на глубине от 30 до 1030 м. Коэффициент продуктивности в большинстве случаев составляет десятые доли м³/сут.МПа.

Воды имеют повышенную минерализацию до 68 г/л, состав хлоридно- кальциевый (по региональным данным). Питание комплекса осуществляется в районах горного обрамления, разгрузка - в северных акваториях.

Режим залежи

О естественном режиме работы залежи можно судить, исходя из общегеологических, гидрогеологических и промысловых данных. Анализ геологических условий показывает, что продуктивный пласт Ю₁², хорошо выдержан и не имеет замещений. Толщина пласта в основном колеблется в небольших пределах. Пласт расчленен, количество прослоев 2-3.

Анализ результатов опробования в законтурной зоне показывает, в основном, низкую водообильность пласта Ю₁². Движение вод в пласте Ю₁² по данным многих исследований (Зимин Ю.Г. и др.) имеет небольшую скорость, создавая уклон 0.3 м /км.

Водоносный горизонт, к которому приурочена залежь, представляет собой закрытый естественный резервуар, не имеющий самостоятельной области питания и находящийся в зоне затрудненного водообмена, чему способствует региональное развитие валанжин -верхнеюрского водоупора. О застойности вод свидетельствует их химический состав.

Как показали результаты определения коллекторских свойств фильтрационно -емкостные характеристики песчаников законтурной зоны (скв.8Р) ниже, чем в нефтенасыщенной зоне. Это отрицательно сказывается на передаче энергии законтурной зоны при разработке залежи.

Учитывая все вышеизложенное, следует предположить, что в начальную стадию разработки месторождения проявляется неактивный упруговодонапорный режим, а затем, по мере падения пластового давления – режим растворенного газа.

Источники хозяйственно-питьевого водоснабжения

Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения служит водоносный горизонт атлымской свиты. Использование его для этих нужд обусловлено водообильностью, сравнительно большой глубиной залежи (200-210 м), обеспечивающей защищенность от поверхностных загрязнений и хорошей выдержанностью, практически, по всей территории Томской области.

Результаты изучения химического состава вод атлымского горизонта, применяемых для питьевого водоснабжения, приведены в предыдущем отчете. По содержанию большинства компонентов воды удовлетворяет требованиям ГОСТ – 2874-82 “Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством”.

Геокриологические условия

Специальных исследований по геокриологии в районе Зеленогорского месторождения не проводилось.

На основе данных по соседним месторождениям криогенными процессами охвачены, в основном, четвертичные и палеогеновые отложения. Повсеместно развит мощный надмерзлотный талик, достигающий нижней границы глубин 130 – 160 м. Слой реликтовой мерзлоты разнообразен – от мерзлых слабодыстых песков до мерзлопластичных глин.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Коллекторами на Зеленогорском месторождении являются терригенные песчаноалевритовые отложения полимиктового состава. Их литологические и фильтрационно-емкостные свойства существенно меняются по площади и разрезу. Поскольку промышленная нефтеносность описываемого месторождения связана с верхней частью горизонта Ю1 - пластом Ю₁², интерпретация ГИС была приведена только по нему.

Имеющийся комплекс ГИС является необходимым и достаточным для литологического расчленения разреза, определения фильтрационно – емкостных свойств и определения характера насыщения.

Выделение коллекторов производилось:

- по отрицательной аномалии ПС (положительные аномалии указывают на глины);
- по превышению показаний микропотенциал зонда над значениями микроградиент –зонда;
- по сужению диаметра скважины (dc) по сравнению с номинальным (dn) наблюдаемой на кривой кавернометрии;
- при получении радиального градиента кажущегося сопротивления по электрическим методам каротажа (БКЗ, БК, ИК).

На глины указывают положительные аномалии по ПС и повышенные значения радиоактивного каротажа.

Плотные пропластки выделялись по методам электрометрии (БКЗ, БК, ВИКИЗ), а также по высоким значениям нейтронного каротажа, и низким радиоактивного.

Уголь выделяется по аномально низким значениям нейтронного и радиоактивного каротажа, а также выделяется по высоким показаниям бокового каротажа.

Рассмотрим более подробно нефтенасыщенный и водонасыщенный пласты горизонта Ю₁.

Нефтенасыщенным является пласт Ю₁², который характеризуется относительной амплитудой ПС порядка 100-105 мВ. Также наблюдается сужение диаметра скважины по кавернометрии и приращение между кривыми микрокаротажа МГЗ и МПЗ. Показания нейтронного каротажа у кровли пласта Ю₁² имеют значения около 2 у.е., а у подошвы 1,8 у.е. Проводимость по индукционному каротажу 80-105 мСм/м. Также пласт имеет сопротивления, определенные по БК, порядка 60 Ом*м. Интервальное время пробега волны по акустическому каротажу примерно 260 мкс/м в подошве пласта и 290 мкс/м в кровле.

Выводы о том, что пласт нефтенасыщен можно сделать исходя из довольно высоких сопротивлений по БК и низкой проводимости

Данный пласт представлен однородным песчаником с фильтрационно-емкостными свойствами: Кп=17,5 %, УЭС=8,5 Омм, Кн=87,5%.

Водонасыщенным является пласт Ю₁³⁺⁴, который характеризуется относительной амплитудой ПС порядка 75-80 мВ. Также наблюдается сужение диаметра скважины по кавернометрии и приращение между кривыми микрокаротажа МГЗ и МПЗ. Также пласт имеет сопротивления, определенные по БК.

Данный пласт является водонасыщенным так как имеет более низкие значения сопротивления и более высокую проводимость относительно нефтенасыщенного пласта Ю1-2.

Таким образом, промышленная нефтеносность Зеленогорского месторождения связана с верхней частью горизонта Ю1 – пластом Ю₁², что подтверждают результаты опробования.

Рисунок. 3. Фрагмент каротажной диаграммы. Пласт Ю1

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Обоснование объекта исследований

Зеленогорское месторождение характеризуется очень хорошей изученностью буровыми работами и ГИС в центральной части участка, так как там наблюдается основное скопление нефти, относящихся к категории запасов – А+В1. Но при этом остальная территория участка имеет среднюю изученность. Данным проектом предусматривается доразведка месторождения бурением скважины в западной части участка с проведением комплекса ГИС. Целью доразведки является уточнение исходных данных, направленное на повышение коэффициентов нефтеотдачи, а также снижение затрат на добычу и подготовку углеводородов.

Участок работ, где будет заложена скважина, расположен в западной части месторождения (рис.4.1). Основной предпосылкой для выбора проектируемого участка работ является то, что он располагается в пределах оконтуренной продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами.

Рисунок. 4.1 Состояние изученности Зеленогорского месторождения

Рисунок. 4.2 Карта начальных геологических запасов УВ по категориям

4.2. Физико-геологическая модель объекта исследования и задачи геофизических исследований

Проанализированный ранее разрез скважины с геологической точки зрения является представительным, т.к. вмещает в себя типичные продуктивные пласты и литологические разности (глины, песчаники, угли и др.) характерные для месторождений Томской области.

С геофизической точки зрения рассматриваемые объекты исследования отчетливо дифференцируются по физическим свойствам, что является достаточным условием для применения геофизических методов. Поэтому рассматриваемый геолого-геофизический разрез одной из разведочных скважин можно представить в качестве физико-геологической модели объекта исследования.

Задачи геофизических исследований стоят в следующем:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно- емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Определение ВНК.

Рисунок 4.3 Априорная физико-геологическая модель

4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Комплекс геофизических исследований определяется исходя из задач, перечисленных выше.

Исходя из анализа проведенных работ прошлых лет, поставленные задачи можно решить с помощью следующего комплекса:

- стандартный каротаж с ПС;
- боковое каротажное зондирование;
- боковой каротаж;
- микрозондирование;
- индукционный каротаж;
- радиоактивные методы (ГК, НКт);
- кавернометрия;
- акустический контроль цементирования (АКЦ); - инклинометрия.

Стандартный каротаж предназначен для литологического расчленения, корреляции разрезов скважин, определения эффективных мощностей.

Боковое электрическое зондирование. Для выделения пород-коллекторов, оценки их характера насыщения, определения удельного сопротивления неизменной части пласта ($\times_{п}$) и удельного сопротивления зоны проникновения ($\times_{зп}$).

Боковой каротаж проводится с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, определения зоны проникновения, уточнения

эффективных толщин, определения удельного сопротивления пластов в комплексе с БЭЗ и ИК.

Микрозондирование проводится в интервале БЭЗ с целью выделения проницаемых интервалов и уточнения границ, уточнения эффективных толщин коллекторов.

Боковой микрокаротаж выполняется с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, для определения и уточнения границ пластов, а также для выделения продуктивных пластов в комплексе с методом бокового каротажа.

Индукционный каротаж является основным методом при определении удельного сопротивления горных пород в области низких значений, используется для определения характера насыщения пластов, определения положения водонефтяного контакта.

Радиоактивный каротаж включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ). Радиоактивный каротаж для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения проницаемых, плотных и глинистых разностей.

Нейтронный гамма-каротаж. Для определения положения флюидных контактов, оценки фильтрационно-емкостных свойств и оценки характера насыщения.

Кавернометрия проводится с целью определения диаметра скважины, выделения пластов-коллекторов и уточнения эффективных толщин коллектора.

Инклинометрия проводится для определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной и определения абсолютных отметок и эффективных толщин с учетом абсолютных отметок.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Геофизические исследования в скважинах будут проводиться по общепринятой схеме (рис. 5.1).

Рисунок. 5.1 Схема проведения работ

Эталонирование и настройка аппаратуры осуществляется на базе экспедиции, а метрологическая поверка аппаратуры на скважине перед началом каротажа.

Регистрация ГИС будет проводиться с помощью станции КЕДР-02. Станция обеспечивает прием, обработку информационных сигналов, поступающих от скважинной аппаратуры.

Стандартный картаж будет проводиться подошвенным градиент-зондом А2.0М0.5N, потенциал-зондом А0.5М6N с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС) с помощью прибора «К1А-723М». Диаграммы регистрируются в масштабе глубин 1:500; 1:200; масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2.5 Ом/см; масштаб записи кривых потенциала собственной поляризации 12.5 мВ/см. Скорость регистрации до 2500 м/ч.

Боковое электрическое зондирование выполнится комплексом подошвенных градиент-зондов (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N) прибора «К1А-723М».

Масштаб записи 2.5 Ом/см, скорость регистрации до 2500м/час.

Боковой картаж будет проводиться прибором «К1А-723М». Масштаб записи кривой сопротивления 2.5 Ом/м в линейном масштабе и

модуль 6.25 в логарифмическом масштабе, масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2500-3000 м/час.

Микрозондирование. Запись будет производиться зондами А0.025М0.025N и А0.05N одновременно. Масштаб записи кривых 2.5 Омм/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации до 1200 м/час.

Индукционный каротаж будет выполняться прибором «К1А-723М». Запись кривых будет выполняться зондом 6Ф1.0; масштаб записи кривых 25 мСим/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации 2000-2200м/час.

Радиоактивный каротаж включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ). Исследования проведутся аппаратурой РК 5-76; СП-62. Масштаб записи кривых ГК- 1 гамм/см. Скорость записи изменяется от 130 до 550 м/час.

Нейтронный гамма- каротаж проведется приборами СП-62, СП-65 №7. Мощность Po-Be и Pu-Be источника составляет $5.6 \cdot 10^6 - 9,7 \cdot 10^6$ п \oplus /сек; постоянная времени интегрирующей ячейки составляет 6-12 с; масштаб записи кривых - 0,1 у.е./см.

Скорость записи изменяется от 130 до 550 м/час.

Акустический каротаж по скорости и затуханию выполнится прибором СПАК-4 со скоростью регистрации от 800 до 1200 м/час.

Кавернометрия будет проводится прибором Кедр-80 СКПД.. Масштаб глубин 1:500, 1:200; масштаб записи кривых 2 см/см, скорость регистрации 1000-2000м /час.

Резистивиметрия выполнится при помощи прибора «К1А-723М». Масштаб записи 1.0 Омм/ см, масштаб глубин 1:200, 1:500, скорость регистрации до 3000м/час.

Инклинометрия будет выполняться приборами КИТ-А, ИОН, ИГН-73. Шаг измерения по глубине 10 метров.

5.2. Интерпретация геофизических данных

Обработка геофизической информации проводилась в системе Techlog. Результаты обработки и интерпретации данных ГИС передавались в базу данных FINDER в виде попластовой информации по продуктивной части разреза.

5.2.1. Обоснование предела коллектора

При определении нижнего предела коллектора по количественным признакам использовался статистический подход для определения критического значения a_{nc} . При этом в выборку включались значения a_{nc} для коллекторов и неколлекторов, определенных по данным микрозондирования. Далее по построенным кумулятивным кривым определяется критическое значение относительной амплитуды ПС (a_{nc}), которая для пласта Ю₁² составляет - **0.38**; (рис. 5.2).

Рисунок. 5.2 Определение граничного значения относительной амплитуды ПС (a_{nc})

Граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости определялись по зависимостям типа керн-керн ($K_p, K_{пр} = f(K_{п}^{дин})$) (рис. 5.3 и 5.4). Для определения коэффициента динамической пористости ($K_{п}^{дин}$) использовались значения коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) и остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) по

результатам лабораторных исследований кернового материала по изучению коэффициента вытеснения нефти водой.

Для подсчета запасов приняты к использованию следующие граничные значения: $2 - a_{nc} = 0.38$; $Kп = 13.2 \%$; $Kпр = 1.07$ мД

Для пласта Ю1

Рисунок. 5.3 Определение граничного значения коэффициента пористости ($Kп$)

Рисунок. 5.4 Определение граничного значения коэффициента проницаемости ($Kпр$)

5.2.2. Выделение коллекторов

Основной предпосылкой для выделения пород-коллекторов по геофизическим материалам является их отличие от вмещающих пород по физическим свойствам: пористости, глинистости и проницаемости. Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные).

Качественные признаки коллектора обусловлены наличием зоны проникновения в коллектор фильтра промывочной жидкости. Для выделения коллекторов использовались как качественные, так и количественные геофизические признаки.

К прямым признакам относятся:

- отрицательная аномалия ПС;
- превышения показаний микропотенциал зонда над значениями микроградиент зонда;
- сужение диаметра скважины (d_c) по сравнению с номинальным (d_n);
- получение радиального градиента кажущегося сопротивления по

электрическим методам каротажа (БКЗ, БК, ИК);

- сравнительно низкая естественная радиоактивность коллекторов.

Прямые (качественные) признаки являются обоснованными и достаточными для отнесения пород к коллекторам. Для выделения коллекторов привлекается практически весь комплекс ГИС. По качественным признакам выделение коллекторов в первую очередь проводилось по разведочным скважинам, так как в каждой разведочной скважине проведены исследования микрометодами. Из эффективных толщин, выделяемых по качественным признакам, исключались все прослой, характеризующиеся как уплотненные и глинистые хотя бы по одному из геофизических параметров.

Однако в добывающих скважинах, где прямые качественные признаки слабо выражены или какой-либо из них отсутствует, применялись количественные критерии принадлежности пород к коллекторам или неколлекторам.

5.2.3. Определение удельного электрического сопротивления

В терригенных разрезах Западной Сибири основную информацию несет удельное сопротивление, так как по нему определяется характер насыщения пластов, а также и основной параметр - коэффициент водонасыщенности.

Удельное электрическое сопротивление пород (ρ_n) определялось по методам БКЗ, ИК и БК. Сопротивление промывочной жидкости уточнялось по опорным глинистым пластам. Одновременно происходила оценка качества записи электрических методов ГИС.

При необходимости осуществлялась коррекция тех зондов, показания которых систематически отклонялись от расчётных значений.

5.2.4. Определение относительной амплитуды ПС (a_{nc})

Определение a_{nc} выполнено расчётным путем по формуле:

$a_{nc} = (Л.Г. - ПС) / Est$, где

$Est = (69.6 * ((T + 273.0) / 293.0) \diamond lg(\rho_{\phi} / \rho_e))$.

Л.Г. и ПС – значение линии глини и кривой ПС против изучаемого пласта, Т – температура изучаемого пласта,

ρ_{ϕ} и ρ_e - сопротивления фильтрата бурового раствора и пластовой воды,

соответственно.

Значения сопротивления промывочной жидкости уточнялись путем сопоставления двух кривых a_{nc} , полученных разными способами. При этом учитывалось, что ρ_{ϕ} является функцией ρ_e . Предварительно в кривую ПС были введены поправки для учёта “сползания” линии глини.

5.2.5. Определение глинистости

Коэффициент глинистости не входит в коэффициенты, необходимые при подсчете запасов. Учет глинистости необходим для ввода ряда поправок в подсчетные параметры.

На образцах керна Зеленогорского месторождения лабораторными методами коэффициент глинистости не определялся. Поэтому, для расчета данного параметра (Кгл) было использовано уравнение Стайбера:

$$K_{гл} = (0.5 * (1 - a_{nc})) / (1.5 - (1 - a_{nc})).$$

Принятая формула неплохо зарекомендовала себя при расчёте Кгл на ряде месторождений Томской области.

5.2.6. Определение коэффициента пористости

Для пластов Зеленогорского месторождения оценка коэффициента пористости производилась двумя методами:

по относительной амплитуде ПС;

Для определения пористости коллекторов *по относительной амплитуде ПС* была построена зависимость типа керн- ГИС, описывающая связь Кп и a_{nc} (рис. 5.5). Для построения зависимости были взяты попластовые значения A_{nc} и среднеарифметические значения коэффициента пористости по керну.

Рисунок. 5.5 Зависимость $K_{п}=f(a_{nc})$ для пласта Ю₁²

Зеленогорского месторождения

Сопоставление значений коэффициента пористости, определенного по ГИС, с керновыми данными, показано на рисунке 5.7. График показывает удовлетворительную сходимость результатов интерпретации

со средними значениями коэффициента пористости по керну. Для дальнейшей обработки использовались коэффициенты пористости, рассчитанные по $a_{пс}$.

К подсчету запасов рекомендуется принять средневзвешенное значение коэффициента пористости для пласта $Ю_1^2$ равное **16.9%**.

Рисунок. 5.6 Зависимость плотности по ГГКп от коэффициента пористости

Рисунок. 5.7 Сопоставление коэффициента пористости по керну с интерпретацией данных ГИС

5.2.7. Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определялся по стандартной методике с использованием зависимостей керн-керн $Rп=f(Kп)$ и $Kв=f(Rн)$, представленных на рисунках 5.8 и 5.9.

Рисунок. 5.8 Зависимость параметра пористости ($Rп$) от коэффициента пористости ($Kп$)

Рисунок. 5.9 Зависимость параметра насыщения ($Rн$) от коэффициента водонасыщенности ($Kв$)

Произведено сопоставление новых данных, полученных на образцах кернового материала с месторождения в 2007-2008 годах. Уравнения регрессий 1985 г. имеют следующий вид:

$$\text{Lg}(P_{\text{п}}) = 3.088 - 1.397 \text{Lg}(K_{\text{п}}\%) \quad \text{и} \quad \text{Lg}P_{\text{н}} = 5.38 - 4.085 \text{Lg}K_{\text{в}}\% + 0.69(\text{Lg}K_{\text{в}}\%)^2$$

На рисунках 2.7 и 2.8 эти зависимости, приведенные к виду $P_{\text{п}} = a \diamond K_{\text{п}}^m$ и $P_{\text{н}} = b \diamond K_{\text{в}}^n$.

В результате, в силу большой разницы проведенных определений параметра пористости, для расчета $P_{\text{п}}$ была принята новая зависимость, построенная по данным керна, исследованного в лаборатории ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в 2007-2008 г.г.:

$$P_{\text{п}} = 2.5229 * K_{\text{п}} (-1.1675) \quad R^2 = 0.9164.$$

Для расчета коэффициента водонасыщенности ($K_{\text{в}}$) использовалась зависимость $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ построенная по данным анализов керна на капилляриметре методом полупроницаемой мембраны выполненных в ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в 2007-2008 г

$$P_{\text{н}} = 0.9916 / K_{\text{в}} (1.6997) \quad R^2 = 0.9843; \quad \text{где } P_{\text{н}} =$$

$$q_{\text{п}} / (P_{\text{п}} \diamond q_{\text{в}}); \quad q_{\text{в}} - \text{сопротивление пластовой воды} \\ (0.08 \text{ Ом}).$$

Средневзвешенное значение **коэффициента нефтенасыщенности** для пласта Ю₁² составляет **54.6%**.

5.2.8. Определение характера насыщения коллекторов

В последнее время широко используются технологии получения критических значений коэффициентов водонасыщенности по данным капилляриметрических исследований керна. При этом кривые капиллярных давлений перестраиваются в кривые относительных фазовых проницаемостей. Расчет критических значений коэффициента водонасыщенности производился по формулам, предложенным Бурдаynom. С каждой из пар кривых фазовых проницаемостей снимаются

значения коэффициентов водонасыщенности - $K_{всв}$, $K_{в*}$, $K_{вкр}$, $K_{в**}$, по которым строятся номограммы $K_{в}=F(K_{п}, K_{пр})$ для определения характера насыщения пластов (рис. 5.10):

где $K_{всв}$ – коэффициент связанной воды,

$K_{в*}$ - коэффициент водонасыщенности, при котором начинается обводнение,

$K_{вкр}$ – коэффициент критической водонасыщенности, при котором обводненность достигает 50%,

$K_{в**}$ - коэффициент водонасыщенности, при котором обводненность достигает 100%.

Суть определения характера насыщения сводится к следующему: если расчетное значение коэффициента водонасыщенности ($K_{в}$, определяемое по ГИС) располагается между данными, то:

- $K_{всв}$ – $K_{в*}$ - нефть;

- $K_{в*}$ - $K_{вкр}$ – нефть + вода; - $K_{вкр}$ – $K_{в**}$ -

вода + нефть; - выше $K_{в**}$ - вода.

Рисунок. 5.10 Номограммы $K_{в}=f(K_{п}, K_{пр})$ для определения характера насыщения пластов

5.2.9. Определение проницаемости

Коэффициент проницаемости коллекторов Зеленогорского месторождения определялся по стандартным зависимостям типа керн-керн $K_{пр}=f(K_{п})$ представленным ниже (рис. 5.11). При построении зависимости проводилось сравнение данных керна, примененного при подсчете запасов 1985 г. с исследованиями керна в настоящее время. Сопоставление данных показало хорошую сходимость

результатов определения коэффициента проницаемости. Для подсчета запасов принято уравнение регрессии, построенное по всем исследованиям керна, которое имеет следующий вид: $K_{пр} = 0,0013 * \exp(54.1236 * K_{п})$, $R^2 = 0.7950$

Рисунок. 5.11 Зависимость типа керн-кern коэффициента пористости ($K_{п}$) от коэффициента проницаемости ($K_{пр}$)

Средневзвешенное значение коэффициента проницаемости для пласта Ю₁² составляет *17.5 мД*.

6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

6.1. Определение коэффициента пористости по данным гамма-гамма каротажа плотностного.

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп).

Как известно, минералы, слагающие горные породы и флюид, содержащиеся в поровом пространстве горных пород, имеют различную плотность.

Объемная плотность пород зависит от содержания в единице объема твердой фазы и флюида.

Кроме того, объемная плотность и пористость имеют между собой достаточно тесную связь.

Поэтому, измерив плотность и пористость горных пород, мы можем провести литологическое расчленение разреза и определить пористость.

Методом измерения плотности горных пород является **гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп)**.

6.2. Взаимодействие гамма-квантов с веществом.

Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГКп) основан на регистрации плотности потока гамма-излучения, рассеянного горной породой при ее облучении стационарным источником гамма-квантов.

При прохождении гамма-квантов сквозь среду, кванты испытывают различного рода взаимодействия с ней.

Эти процессы обусловлены:

- 1) энергией квантов;
- 2) плотностью вещества;
- 3) элементных номеров атомов среды.

При ГГКп основными процессами взаимодействия гамма-квантов с веществом горных пород являются:	
1	ЭФФЕКТ КОМПТОНОВСКОГО РАССЕЯНИЯ
2	ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ПОГЛОЩЕНИЕ

6.3. Прибор гамма-гамма каротажа плотностного (ГГКп).

При ГГКп измеряется жесткая составляющая рассеянного излучения. Поэтому в качестве источника используют изотоп цезий – 137, испускающий кванты сравнительно большой энергии (1,18 МэВ).

Исследования выполняются компенсированными измерительными зондами в вертикальных и наклонных необсаженных скважинах, заполненных помывочной жидкостью любого состава.

Прибор плотностного гамма-гамма каротажа 2ГГКП-48

Рис.6.1 Прибор плотностного гамма-гамма каротажа 2ГГКП-48

Предназначен для измерения объемной плотности горных пород.

Применяется для исследования открытого ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных любой промывочной жидкостью (в том числе, с добавками барита, гематита).

Задачи:

- определение плотности и пористости горных пород;
- определение/ уточнение фильтрационно- емкостных свойств;
- определение/уточнение минерального состава пород.

Зондовая установка содержит камеру для размещения ампульного источника гамма- квантов ^{137}Cs (активностью от $6,65 \cdot 10^9$ до $3,0 \cdot 10^{10}$ Бк) и два сцинтилляционных детектора гамма- квантов с ФЭУ с направленной диаграммой чувствительности.

Измеряемые параметры	Диапазон измерений	Погрешность
Объемная плотность горных пород	1.7÷3.0 г/см ³	±1.5 % в диапазоне 1.7÷2.0 г/см ³ ±1.2 % в диапазоне 2.0÷3.0 г/см ³
Общие технические данные		
Общая длина прибора, мм	3189	не более
Максимальный диаметр прибора, мм	84	не более
Общая масса прибора, кг	80	не более
Управление приводом прижимного механизма	многократное, по команде с поверхности	
Время раскрытия (закрытия) рычагов, мин	2	не более
Диаметр исследуемых скважин, мм	от 100 до 350	
Скорость каротажа: - в терригенном разрезе, м/ч; - в карбонатном разрезе, м/ч.	до 400 до 300	
Комбинируемость	концевой или транзитный	
Положение в скважине	прижат	

Каротажная диаграмма метода ГГКп.

6.4. Расчет пористости по данным ГГКп.

Рассчитать пористость по данным ГГКп можно двумя способами:

1. На основе полученных лабораторных определений объемной плотности (для водонасыщенного керна) и пористости строится зависимость вида

Далее, полученное уравнение связи используется для расчетов.

Обычно на практике используется второй расчет пористости по данным ГГКп.

2. Пористость и объемная плотность связаны уравнением:

Вывод: Метод ГГКп относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах. ГГКп в комплексе методов ГИС имеет высокую геологическую эффективность и применяется для определения объемной плотности среды, пористости, литологического расчленения разреза, выделение пластов с аномально низкой объемной плотностью.

Метод плотностного гамма-гамма каротажа - практически самый эффективный метод, который дает информацию о плотности пород и руд, вскрытых скважиной. По диаграммам плотности выделяют нефтегазовые коллекторы, угли, рудные интервалы, каменные соли и другие породы. Более того, данные ГГК-П являются наиболее надежной основой для определения пористости коллекторов в нефтегазовых скважинах, по сравнению с другими видами каротажа. В ряде случаев плотность однозначно отражает литологию пород. ГГК-П является одним из методов, который решает задачу оценки состояния цементного кольца в пространстве между обсадной колонной и стенкой скважины.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

7.1.1. Виды и объёмы проектируемых работ (Технический план)

Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании.

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту. Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия; - квалификации работников.

Виды и объёмы проектируемых работ указаны в таблице 1.

Таблица 7.1

Виды и объёмы проектируемых работ

№	Виды работ	Оборудование	Объём		Условия производства работ
			Ед. изм.	Колво	
1	Комплексный каротаж	Подъёмник каротажный самоходный "ПКС-3,5М" Каротажная			2

	станция "Кедр -02", программа "Кедр 02-М"		
	"К1А-723М"	м	3000
	"РК 5-76"	м	3000
	"СПАК-4"	м	3000
	"Кедр-80СКПД"	м	3000
	"КИТ-А"	м	3000
	"СП-62"	м	3000
	"ИГН-73"	м	3000

Продолжение таблицы 7.1

№	Виды работ	Оборудование	Объём		Условия производства работ
			Ед. из м	Колво	
2	Контроль параметров бурения	Цифровые компьютеризированные комплексы "СИРИУС2000"	м	3000	2
3	Контрольноинтерпретационные работы	Программное обеспечение: "Геккон", "Камертон", "СИАЛГИС", "Techlog", "СГДТ-МИД-К", "EditKar", "Shop-Kar"	м	3000	1

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (Табл. 7.1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

В качестве нормативного документа был использован справочник "Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ" (ПОСН 81-2-49).

Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины) представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
Каротаж в открытом стволе 0 - 900м. (тех. колонна)					
1	Стандартный каротаж	1:500		0	900
2	Кавернометрия	1:500		0	900
3	Боковой каротаж (БК)	1:200		0	900
4	БКЗ	1:200		0	900
5	Микрозондирование	1:200		0	900
6	Индукционный каротаж (ИК)	1:200		0	900
7	Акустический каротаж	1:200		0	900

Продолжение таблицы 7.2

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
8	Резистивиметрия	1:200		0	900
9	Радиоактивный каротаж	1:200		0	900
10	Нейтронный гамма-каротаж	1:200		0	900
11	Инклинометрия	1:200		0	900
Каротаж в открытом стволе 900-3000 м. (эксплуатационная колонная)					
1	Стандартный каротаж	1:200		900	3000
2	Кавернометрия	1:200		900	3000
3	Боковой каротаж (БК)	1:200		900	3000
4	БКЗ	1:200		900	3000
5	Микрозондирование	1:200		900	3000
6	Индукционный каротаж (ИК)	1:200		900	3000
7	Акустический каротаж	1:200		900	3000
8	Резистивиметрия	1:500		900	3000
9	Радиоактивный каротаж	1:200		900	3000
10	Нейтронный гамма-каротаж	1:200		900	3000
11	Инклинометрия (через 25 метров)	1:200		900	3000

Проезд до места исследований вертолётным транспортом.

Тех дежурство – 12 ч.

Интерпретация – 50% от стоимости полевых работ.

7.1.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчет затрат времени

Расчёт затрат времени проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (Табл. 7.3)

Таблица 7.3 Расчёт затрат времени

№	Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём, чел-час.
		Ед. изм.	Кол-во			
1	Стандартный каротаж (1:500)	М	900	3	мин/100м	27

Продолжение таблицы 7.3

№	Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём, чел-час.
		Ед. изм.	Кол-во			
2	Стандартный каротаж (1:200)	М	2100	3	мин/100м	63
3	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Опер	1	39	мин/опер	39
4	Кавернометрия (1:500)	М	900	3,7	мин/100м	33,3
5	Кавернометрия (1:200)	М	2100	3,7	мин/100м	77,7
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	49	мин/опер	49
7	Боковой каротаж (1:200)	М	3000	3,3	мин/100м	99
8	Вспомогательные работы при БК	Опер	1	39	мин/опер	39

9	БКЗ (1:200)	М	3000	3	мин/100м	90
10	Вспомогательный работы при БКЗ	Опер	1	39	мин/опер	39
11	Микрозондирование (1:200)	М	3000	3,1	мин/100м	93
12	Вспомогательный работы при микрозондировании	Опер	1	39	мин/опер	39
13	Индукционный каротаж (1:200)	м	3000	4,1	мин/100м	123
14	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
15	Акустический каротаж (АК) (1:200)	м	3000	10,8	мин/100м	324
16	Вспомогательные работы при АК	опер	1	54	мин/опер	54
17	Резистивиметрия (1:200)	М	900	3	мин/100м	27

Продолжение таблицы 7.3

№	Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём, чел-час.
		Ед. изм.	Кол-во			
18	Резистивиметрия (1:500)	М	2100	3	мин/100м	63
19	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
20	Радиоактивный каротаж и нейтронный гамма-каротаж (1:200)	м	6000	30	мин/100м	1800
21	Вспомогательный работы при РК и НГК	опер	2	87,5	мин/ опер	175
22	Инклинометрия (тчк через 25м)	тчк	120	1,4	мин/100м	168
23	Вспомогательные работы при	опер	1	17	мин/опер	17

	инклинометрии					
24	Проезд	км	75	1,9	чел. час/ км	142,5
25	Тех дежурство	парт-ч	12	60	чел час/парт ч	720
На запись диаграм:						3850,5
Всего:						4379,5

Расчёт затрат труда

Расчёт затрат труда проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (Табл. 7.4).

Таблица 7.4 Расчёт затрат труда для одной скважины

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
		Ед. изм.	Колво	Норма времени по ПОСН 81-2-49 .	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
1	Стандартный каротаж (1:500)	М	900	0,18	чел/час 100м	1,62	0,12	чел/час 100м	1,08
2	Стандартный каротаж (1:200)	М	2100	0,18	чел/час 100м	3,78	0,12	чел/час 100м	4,2
3	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
4	Кавернометрия (1:500)	М	900	0,22	чел/час 100м	1,98	0,15	чел/час 100м	1,35

5	Кавернометрия (1:200)	М	2100	0,22	чел/час 100м	4,62	0,15	чел/час 100м	3,15
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	2,94	чел/час	2,94	1,96	чел/час	1,96
7	Боковой каротаж (1:200)	М	3000	0,2	чел/час 100м	6	0,13	чел/час 100м	3,9
8	Вспомогательные работы при БК	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	2,34
9	БКЗ (1:200)	М	3000	0,18	чел/час 100м	5,4	0,12	чел/час 100м	3,6
10	Вспомогательный работы при БКЗ	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	2,34
11	Микрозондирование (1:200)	М	3000	0,18	чел/час 100м	5,4	0,12	чел/час 100м	3,6
12	Вспомогательный работы при микрозондировании	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	2,34
13	Индукционный каротаж (1:200)	м	3000	0,25	чел/час 100м	7,5	0,16	чел/час 100м	4,8
14	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	2,34

Продолжение таблицы 7.4

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
		Ед. изм.	Колво	Рабочие			ИТР		
				Норма времени по ПОСН 81-2-49 .	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
15	Акустический каротаж (АК) (1:200)	м	3000	0,65	чел/час 100м	19,5	0,43	чел/час 100м	12,9
16	Вспомогательные работы при АК	опер	1	3,24	чел/час	3,24	2,16	чел/час	3,24
17	Резистивиметрия (1:200)	М	900	0,18	чел/час 100м	1,62	0,12	чел/час 100м	1,08
18	Резистивиметрия (1:500)	М	2100	0,18	чел/час 100м	3,78	0,12	чел/час 100м	2,52
19	Вспомогательные работы при	опер	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	2,34

	резистивиметрии								
20	Радиоактивный каротаж и нейтронный гамма-каротаж (1:200)	м	6000	1,8	чел/час 100м	108	1,2	чел/час 100м	72
21	Вспомогательный работы при РК и НГК	опер	2	5,25	чел/час	5,25	3,5	чел/час	7
22	Инклинометрия (тчк. Через 25 м)	Тчк	120	0,084	чел/час 100м	10,08	0,056	чел/час 100м	6,72
23	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел/час	1,02	0,68	чел/час	0,68
24	Проезд	км	75	0,114	чел. час/ км	8,55	0,076	чел. час/ км	5,7
25	Тех дежурство	партч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/парт ч	28,8
На запись диаграм: чел-час.						231,03			155,4
Всего: чел-час.						257,52			181,54

Расчёт затрат материалов и оборудования

Расчёт затрат материалов и оборудования производим для промысловогеофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин (Табл 7.5).

Таблица 7.5

Расчёт затрат материалов для

промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин

№	Наименование материала	Ед. изм.	Норматив. колич. на партию в месяц	Итого на 7 месяцев
1	Бумага для множительных аппаратов	рул	5	35
2	Бумага для принтеров	упак	0,5	3,5
3	Бумага наждачная	кв. м	5	35
4	Веник-сорго	шт	2	14

5	Ветошь обтирочная	кг	2	14
6	Вилка электрическая бытовая	шт	4	28
7	Выключатель	шт	1	7
8	Гвозди	кг	0,2	1,4
9	CD-RV	шт	10	70
10	Карандаши разные	шт	5	35
11	Канифоль сосновая (А сорт 1)	кг	0,1	0,7
12	Картридж	шт	0,25	1,75
13	Лента изоляционная х/б	кг	2	14
14	Лента на ПВХ основе	рул	2	14
15	Мыло хозяйственное	кг	0,4	2,8
16	Папка для бумаг	шт	2	14
17	Патроны электрические	шт	0,2	1,4
18	Полотенце	кг	2	14
19	Порошок стиральный	шт	0,5	3,5
20	Припой	г	0,2	1,4
21	Розетка штепсельная	шт	0,5	3,5
22	Ручка шариковая	шт	1	7
23	Спирт технический	л	0,15	1,05
24	Тетрадь общая	шт	1	7
25	Топорище	шт	0,5	3,5
26	Черенки лопаты	шт	1	7
27	Шпагат	кг	0,2	1,4
28	Шурупы разные	кг	0,2	1,4
29	Элемент 373 (батарея)	шт	2	14
30	Электролампы осветительные	шт	2	14

Оборудование для комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин приведено в таблице 7.6.

Таблица 7.6

Оборудование по обслуживанию бурящихся скважин

Оборудование	Ед. изм.	Объём
Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М	шт	1
Каротажная станция "Кедр-02-М"	шт	1
Ноутбук	шт	1
Спутниковый телефон	шт	1
Диск	шт	1
Приборы:		
"К1А-723М"	шт	2

"РК 5-76"	шт	1
"СПАК-4"	шт	1
"Кедр-80СКПД"	шт	2
"КИТ-А"	шт	1
"СП-62"	шт	2
"ИГН-73"	шт	1

Исходя из того, что геофизические работы будут проводиться вахтовым методом можно взять нормы из таблицы 1-073 справочника “

Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49).

Сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин вахтовым методом представлено в таблице 7.7.

Таблица 7.7

Оборудование по обслуживанию бурящихся и действующих скважин

№№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Комплексная партия по обслуж. бурящихся скважин
	Нормы времени	мин.	480
	Нормы расценок		365
Затраты труда			
1.	Рабочие	чел-час	57,6
2.	ИТР	чел-час	38,4
Зарплата основная			
3.	Работников партии	руб.	501,01
4.	В т. ч. рабочих	руб.	281,21

Продолжение таблицы 7.7

№№ п/п	Наименование элементов затрат	Един. измер.	Комплексная партия по обслуж. бурящихся скважин
5.	ИТР	руб.	219,8
Материалы			
6.	Основные и прочие	%	19,3
7.	Износ инструмента	%	17,2
8.	Износ кабеля	м	18
9.	Износ шин	компл/км	
10.	Расход ГСМ	л	57,56
Амортизация аппаратуры и оборудования			
11.	Лаборатория	маш-час	10,4

12.	Подъёмник	маш-час	10,4
13.	Установка разметочная	пр-час	8,8
14.	Скважинные приборы	пр-час	10,4
15.	Контейнер каротажный транспортировочный	маш-час	8,8
16.	Испытатель пластов на трубах	пр-час	8
17.	Цеховые расходы	%	15

Проектное время бурения одной скважины 75 суток.

Исходя из этого затраты времени для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны 36000 мин (600 ч). Затраты труда комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны: ⌚ рабочие 4320 чел-час, ⌚ ИТР 2880 чел-час.

7.2. Смета

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту необходимы денежные силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

7.2.1. Сметные расчёты по видам работ. Расчёт суммы основных расходов по видам работ

Сметные расчеты по видам работ (СМ 6), комплексной геофизической партии, оформлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8

Сметные расчёты по видам работ

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работа	Повышающий коэффициент		Итого руб.
		Ед. изм.	Колво				Коэф. Удор.	Коэф. норм. усл.	
1	Стандартный каротаж (1:500)	М	900	22,6	руб/100м	203,4	3,38	1,2	824,99
2	Стандартный	М	2100	22,6	руб/	474,6	3,38	1,2	1924,98

	каротаж (1:200)				100м				
3	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Опер	1	240,87	руб/ опер	240,87	3,38	1,15	936,26
4	Кавернометрия (1:500)	М	900	22,97	руб/ 100м	206,73	3,38	1,2	838,4969
5	Кавернометрия (1:200)	М	2100	22,97	руб/ 100м	482,37	3,38	1,2	1956,493
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	247,19	руб/ опер	247,19	3,38	1,15	960,83
7	Боковой каротаж (1:200)	М	3000	24,83	руб/ 100м	744,9	3,38	1,2	3021,3
8	Вспомогательные работы при БК	Опер	1	240,87	руб/ опер	240,87	3,38	1,15	936,3
9	БКЗ (1:200)	М	3000	22,6	руб/ 100м	678	3,38	1,2	2749,97
10	Вспомогательный работы при БКЗ	Опер	1	240,87	руб/ опер	240,87	3,38	1,15	936,26
11	Микрозондирование (1:200)	М	3000	22,6	руб/ 100м	678	3,38	1,2	2749,97
12	Вспомогательный работы при микрозондировании	Опер	1	240,87	руб/ опер	240,87	3,38	1,15	936,26
13	Индукционный каротаж (1:200)	м	3000	27,53	руб/ 100м	825,9	3,38	1,2	3349,85
14	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	295,4	руб/ опер	295,4	3,38	1,15	1148,22

Продолжение таблицы 7.8

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работа	Повышающий коэффициент		Итого руб.
		Ед. изм.	Колво				Коэф. Удор.	Коэф. норм. усл.	
15	Акустический каротаж (АК) (1:200)	м	3000	72,14	руб/ 100м	2164,2	3,38	1,2	8777,99
16	Вспомогательные работы при АК	опер	1	293,9	руб/ опер	293,9	3,38	1,15	1142,39
17	Резистивиметрия	М	900	22,6	руб/	203,4	3,38	1,2	824,99

	(1:200)				100м				
18	Резистивиметрия (1:500)	М	2100	22,6	руб/ 100м	474,6	3,38	1,2	1924,98
19	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/ опер	240,87	3,38	1,15	936,26
20	Радиоактивный каротаж и нейтронный гамма-каротаж (1:200)	м	6000	170,97	руб/ 100м	10258,2	3,38	1,2	41607,26
21	Вспомогательный работы при РК и НГК	опер	2	351,46	руб/ опер	702,92	3,38	1,15	2732,25
22	Инклинометрия (тчк через 25 м)	Тчк	120	5,24	руб/ 100м	628,8	3,38	1,2	2550,41
23	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/ опер	64,17	3,38	1,15	249,43
24	Проезд	км	75	15,49	р/ км	1161,75	1,51	1,15	2017,39
25	Тех дежурство	партч	6	257,7	р/парт ч	1546,2	2,28	1,15	4054,1364
Итого:									90087,67

Итоговая стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 90087,67 рублей. При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составят – 14268,1 руб. Контрольно интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составят – 90087,67 рублей.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Проектируемые геофизические работы для изучения юрских отложений и определения их продуктивности будут проводиться на Зеленогорском месторождении, расположенном в Томской области.

Климат района континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от -45° зимой до $+30^{\circ}$ летом. По количеству выпадающих среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его высота достигает 1-1.5 м. Промерзаемость грунта составляет 0.8 -1.6 м болот - около 0.4 м.

Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [13]. Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [14]. На работах с вредными или опасными условиями

труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [15]. Для сотрудников, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг.

8.1 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 22.

Таблица 22 – опасные и вредные факторы при оценке технического и гидродинамического состояния эксплуатационной скважины

Этапы работ	Наименование работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	Геофизические исследования в необсаженной скважине: стандартный комплекс методов каротажа	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, в том числе грузоподъемные. 2. Электрический ток	1. Превышение уровней шума. 2. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе.	1. ГОСТ 12.1.003–2014 [17] 2. ГОСТ 12.1.005–88. [18] 3. ГОСТ 12.1.029-80 [19] 4. ГОСТ 12.1.030–81 [20] 5. ГОСТ 12.1.038–82 [21] 6. ГОСТ 12.3.009–76 [24] 7. ГОСТ Р 12.1.019–2009 [25]

Камеральный	<p style="text-align: center;">Обработка геофизических данных на компьютере:</p> <ul style="list-style-type: none"> - построение литолого-стратиграфических разрезов; - построение структурных карт; - корреляция данных ГИС. 	<p>1. Электрический ток.</p>	<p>1. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>2. Отклонение показателей микроклимата в помещении.</p>	<p>1. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [22]</p> <p>2. СП 60.13330.2012 [26]</p> <p>3. СанПиН 2.2.4.548–96. [23]</p> <p>4. СП 52.13330.2016 [27]</p> <p>5. ГОСТ 12.1.005–88 [18]</p> <p>6. ГОСТ 12.1.038– 82 [21]</p>
-------------	--	------------------------------	---	--

8.1.1 Анализ производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые в определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

Полевые работы

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

При работе с подъемно- каротажной станцией, автокраном, передвижной парообразующей установкой (ППУ) происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами (в случае аварии), стихийного бедствия, климатических факторов.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода- изготовителя и

эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям. Если работа производится в тёмное время суток, то необходимо добавить дополнительные источники освещения [28].

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

2. Электрический ток.

В полевых условиях электричеством снабжаются: машины, жилой передвижной вагончик, геофизическое оборудование, сварочные работы при различном ремонте оборудования, электричество поступает с дизельной 84 электростанции, мощностью 12кВт, напряжение которой не превышает 380В.

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ Р 12.1.019-2009). [25]

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

1. Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные);

безопасное расположение токоведущих частей; изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); изоляцию рабочего места; малое напряжение; защитное отключение; предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

2. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: защитное заземление; систему защитных проводов; защитное отключение; изоляцию нетоковедущих частей; электрическое разделение сети; контроль изоляции; компенсация токов замыкания на землю; средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000 В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000 В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

Камеральные работы

1. Электрический ток.

Инженер- геофизик работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. Во время рабочего процесса существует опасность электропоражения в следующих случаях: при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [22]. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое,

электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений и токов напряжением до 1000 В с частотой тока 50 Гц не должны превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 100-200 В.

Согласно ПУЭ [30] помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

К работе с электроустановками должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой. Перед началом работы с электроприбором рабочий персонал должен убедиться в исправности оборудования, проверить наличие заземления, при работе с электроустановками используют устройства защитного отключения.

Основные меры защиты: защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты); защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [20], ГОСТ 12.1.038-82 [22]).

8.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

Полевой этап

1. Превышение уровня шума

При геофизических исследованиях в необсаженных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются буровая установка, удерживающая оборудование для подвода бронированного кабеля в скважину, каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), дизельная электростанция.

Шум – это сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Основными физическими характеристиками шума являются: частота звука, интенсивность звука, звуковое давление. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они совмещены в один прицеп); звукоизоляция моторных отсеков кожухами

из звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

2. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Влияние климатических условий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах, а также в ночное время суток.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождения работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИПП, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

В технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах [26] сказано, что геофизические работы на открытом воздухе при температуре - 27°C, -29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре

-30°C, - 35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре -35°C, -39°C с

ветром силою не более 3 баллов без ветра - 40°C работы на открытом воздухе прекращаются.

Геофизические исследования скважин запрещается проводить во время грозы, сильных туманов, сильного дождя, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

Камеральные работы

1. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Источниками света в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении (СП 52.13330.2016 [27]).

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения электричества, а, следовательно, рабочего освещения существует аварийный генератор, который расположен в самой каротажной станции.

2. Отклонение показаний микроклимата в помещении

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.

Особенно большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения, обслуживающий персонал. В каротажной станции установлен один компьютер.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (табл. 23).

Предварительная обработка и интерпретация относится к «Iб» категории работ.

Таблица 23 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Объем помещения каротажной станции составляет 12 м³. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³ /чел.×час. [30]

Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые

одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходуемый на технологические нужды. В помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

8.1.3 Расчет системы искусственного освещения

Расчет системы искусственного освещения будем проводить для помещения, где производятся камеральные работы. Размеры помещения: длина $A = 24$ м, ширина $B = 12$ м, высота $H = 4,5$ м. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м. Требуется создать освещенность $E = 300$ лк.

Выбор источника света

Источники света, применяемые для искусственного освещения, делят на две группы – газоразрядные лампы и лампы накаливания. Для общего освещения, как правило, применяются газоразрядные лампы как энергетически более экономичные и обладающие большим сроком службы. Наиболее распространёнными являются люминесцентные лампы. По спектральному составу видимого света различают лампы дневной (ЛД), холодно-белой (ЛХБ), тепло-белой (ЛТБ) и белой цветности (ЛБ). Наиболее широко применяются лампы типа ЛБ. Характеристики люминесцентных ламп приведены в таблице 8.3.

Таблица 24 – Основные характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжен ие сети, В	Световой поток, лм				
		ЛД	ЛХ	ЛБ	ЛТ	
			Б		Б	
15	127	700		820	835	850
20	127	880		102	106	106
30	220	165	0	0	0	
40	220	0		194	202	202
65	220	230	0	0	0	
80	220	0		270	280	285
125	220	375	0	0	0	

0		440	460	460
	425	0	0	0
0		500	520	520
	-	0	0	0
		800	-	815
		0	0	

Для освещения помещения для камеральных работ выбираем люминесцентные лампы ЛБ со следующими характеристиками: мощность 40 Вт, напряжение в сети 220 В, световой поток 2800 лм.

Выбор светильников и их размещение

При выборе типа светильников следует учитывать светотехнические требования, экономические показатели, условия среды. Для освещения помещения для камеральных работ выбираем открытые двухламповые светильники типа ОД – для нормальных помещений с хорошим отражением потолка и стен, допускаются при умеренной влажности и запылённости. Таким образом можно выбрать светильник типа ОД – 2-40.

Размещение светильников в помещении определяется следующими параметрами, м: $H = 4,5$ – высота помещения; $h_c = 0,5$ – расстояние светильников от перекрытия (свес); $h_n = H - h_c = 4,0$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_{pn} = 0,8$ – высота рабочей поверхности над полом; $h = h_n - h_{pn} = 3,2$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью; $L = 1,4 \cdot 3,2 = 4,5$ – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются LA и LB); l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены; интегральный критерий оптимальности расположения светильников является величина $\lambda = 1,4$ СП 52.13330.2016 [23]; $L/3 = 1,5$ м.

Размещаем светильники в три ряда. В каждом ряду можно установить 12 светильников типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Учитывая, что в

каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 72$.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n . Индекс помещения определяется по формуле: $i = S/h(A+B)$.

Таблица 25 – Значение коэффициентов отражения потолка и стен

Состояние потолка	$\rho_n, \%$	Состояние стен	$\rho_c, \%$
Свежепобеленный	70	Свежепобеленные с окнами, закрытыми шторами	70
Побеленный, в сырых помещениях	50	Свежепобеленные с окнами без штор	50
Чистый бетонный	50	Бетонные с окнами	30
Светлый (окрашенный)	50	Оклеенные светлыми обоями	30
Деревянный	50	Оклеенные светлыми обоями	30
Бетонный грязный	30	Грязные	10
Деревянный неокрашенный	30	Кирпичные неоштукатуренные	10
Грязный (кузницы, склады)	10	С темными обоями	10

Находим индекс помещения $i = 288 / (3,2(24 + 12)) = 2,5$

По таблице коэффициентов использования светового потока светильников с люминесцентными лампами СП 52.13330.2016 [23] определяем коэффициент использования светового потока: $\eta = 0,61$.

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \cdot \eta},$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость по СП 52.13330.2016 [23], лк; S – площадь освещаемого помещения, м²; K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли (таблица 8.6); Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение E_{cp} / E_{min} . Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1; N – число ламп в помещении; η – коэффициент использования светового потока.

Таблица 26 – Коэффициент запаса светильников с люминесцентными лампами

Характеристика объекта	Коэффициент запаса
Помещения с большим выделением пыли	2,0
Помещения со средним выделением пыли	1,8
Помещения с малым выделением пыли	1,5

$$\Phi = \frac{300 \cdot 288 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{72 \cdot 0,63} = 3143 \text{ Лм}$$

По таблице 8.4 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛТБ 40 Вт с потоком 2850 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем $-10\% \leq 8,78\% \leq +20\%$.

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = 72 \cdot 40 = 2880 \text{ Вт.}$$

8.2 Экологическая безопасность

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды, в которую входят 4 компонента: горные породы, подземные воды, животный мир и воздушный бассейн.

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное.

Влияние на литосферу

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Так, загрязнение почвы сводится к процессам, связанным со спускоподъемными операциями с прибором. Небольшое количество бурового раствора из скважины, стекая по геофизическому кабелю, попадает непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как буровое оборудование не обеспечивает полную очистку кабеля от скважинных жидкостей, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость.

Для предотвращения загрязнения почв на месторождении планируются регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, перевозящих каротажные подъемники для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву, а также, при проведении работ в скважине, использование нового очистного оборудования, не подлежащего износу, с двойными уплотнителями, не допускающими утечек бурового раствора по геофизическому кабелю.

Влияние на гидросферу

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке, что влечет

за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO^2), оксид углерода (CO – угарный газ), диоксид серы (SO^2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата из исследуемой скважины, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это – метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [31] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять: оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³; оксид углерода: 3 мг/м³; диоксид серы: 0,05 мг/м³; метан: 7000 мг/м³.

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, снабжение выхлопных труб автомобилей нейтрализаторами, которые очищают выхлопные газы от вредных примесей. Создание зоны зелёных насаждений вдоль дорог. Данная мера позволяет вполнину уменьшить вредное воздействие автомобильных выбросов на окружающую среду. Одно дерево за год поглощает объём выхлопных газов, выделяемый среднестатистической машиной за 25 000 км пробега. А также проверка и ремонт устьевого

оборудования, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ [32]).

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Каждый работник компании обязан знать свои действия и обязанности в случае возникновения ЧС. Поэтому в каждой рабочей партии при проектировании работ разрабатываются или обновляются планы действий при ЧС.

В районе работ могут возникнуть ЧС техногенного характера (транспортные аварии, пожары, взрывы зарядов, внезапное обрушение зданий и сооружений, аварии на электроэнергетических сетях), а также природного (сильный снегопад, мороз, бури, поздний ледостав, раннее вскрытие рек).

Действия при возникновении ЧС:

1. Не паниковать;
2. Остановить работы, повлекшие к возникновению ЧС;
3. Сообщить о происшествии диспетчеру или руководителю, а также остальным рабочим (местонахождение, тип происшедшего случая, имена пострадавших, тип травмы или повреждения и т.п.).

На данном участке, где предполагается провести геофизические работы может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или эксплуатация электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности; неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей; разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину)
2. Ведро пожарное – 1 шт.
3. Топоры – 1 шт.
4. Ломы – 2 шт.
5. Кошма – 2×2м (на каждую машину).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013). [33]

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03 [34]), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования: наличие инструкций о мерах пожарной безопасности; наличие схем эвакуации людей в случае пожара; средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства

Согласно перечню мероприятий [35] на объектах (месторождениях) компании применяется вахтовый метод работы: 15/15, дневная смена – с 8:00 до 20:00, ночная смена с 20:00 до 8:00. Время для отдыха и приёма пищи – с

12:30 до 14:00. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [13]. Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д.

Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [36]. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [15]. Для сотрудников компании, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг.

8.4.2 Организационные мероприятия

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило, это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика» – начальника партии.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и

скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство монтирования устьевого оборудования, спуска, замены и извлечения скважинных приборов.

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения геофизических работ.

Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника. [4]

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске прибора на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей

скорости, глубин и натяжений кабеля. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон [32].

Вывод: в данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников геофизического предприятия.

Проанализировали вредные и опасные производственные факторы, которые могут влиять на работу геофизика. К основным вредным факторам, которые могут влиять на состояние здоровья и работоспособность геофизика, относятся: отклонение показателей микроклимата, повышенный уровень шума, недостаточная освещенность место работы. К основным опасным факторам относятся: электрический ток, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Проанализировав производственные факторы, привели рекомендации по организации рабочего места так, чтобы снизить уровень влияния этих факторов на здоровье человека и повысить его работоспособность.

Также были рассмотрены вредоносное влияние геофизической работы на экосистему и рекомендации по его снижению.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К ним относятся незапланированные выбросы углеводородов, которые зачастую

сопровожаются пожарами, которые еще более усугубляют положение. В камеральных условиях встречаются в основном пожары, из-за несоблюдения правил противопожарного инструктажа.

Список литературы

1. Возжеников Г.С., Бельшев Ю.Б. «Радиометрия и ядерная геофизика» - издание четвертое, исправленное, дополненное - Екатеринбург: издательство УГГУ 2011. - 418 с.

2. Дахнов В.Н. «Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин» - издание второе, переработанное. - Москва: Недра, 1982. - 448 с.
3. Сковородников И.Г. «Геофизические исследования скважин»: Курс лекций. - Екатеринбург: УГГУ, 2003. - 294 с.
4. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, СОРАН, ИГиИГ, 2002.
5. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003. - 294 с.
6. Вожеников Г.С., Белышев Ю.В. Радиометрия и ядерная геофизика. Учебное пособие - Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2000. - 406 с.
7. Геофизика: учебник /Под ред. В.К. Хмелевского. - М.: КДУ, 2007. - С. 174-190.
8. Меркулов В.П., А.А. Посысоев А.А., «Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм», 2006 г.
9. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород), «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004, 386 с.
10. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: «Недра», 1978 г.
11. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические критерии продуктивного нефтяного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости. // «Вопросы петрофизики и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в нефтегазоносных коллекторах. МИНХ и ГП , 1979 г.

12. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.И. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) Томск 2006 г.
13. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. – М., 2002
14. Отчёт по договору ПР768 «Подсчет запасов нефти и ТЭО КИН Зеленогорского месторождения»
15. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001г.
16. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). Учебное пособие для вузов // П.П.Кукин, В.Л. Лапшин и др. – М.: Высшая школа, 1999г.
17. МР 2.2.8.2127-06. Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки.
18. ГОСТ 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
19. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

- 21.ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
- 22.ГОСТ 12.4.125-83. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация.
- 23.ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
- 24.СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение
- 25.ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
- 26.ГОСТ 12.4.051-87. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
- 27.ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 28.ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
- 29.ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 30.НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.