

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

Инженерная школа природных ресурсов
 21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА СПЕЦИАЛИСТА

Тема работы
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ НА КРАПИВИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 550.83:553.982(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Зайкина Татьяна Денисовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федорчук Ю.М.	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Гусев Е. В.	К.Г. - М.Н., ДОЦЕНТ		

Томск – 2023 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Гусев Е. В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта (дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Зайкина Татьяна Денисовна

Тема работы:

Геофизические исследования при подготовке скважин к эксплуатации на Крапивинском месторождении нефти (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 19-63/С от 19.01.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2023 г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации, материалы ГИС для специальной главы)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о районе работ. 2. Геолого-геофизическая изученность. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Основные вопросы проектирования. 5. Специальная часть. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность.

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рис.1.1 -Обзорная карта района работ. 2. Рис. 2.2.1. Тектоническая карта фундамента западно-сибирской плиты 3. Рис. 2.2.2 Геологический разрез по линии скв.214-191Р 4. Рис. 3.1 Результаты исследования на скважине №190 5. Рис. 3.2 Результаты исследования на скважине №191 6. Рис.5.1. Материалы геофизических исследований скв.1050 Западно-Моисеевской площади. 7. Рис.5.2. Распределение температуры до и после перфорации в скв.109 Крапивинского месторождения. 8. Рис.5.3. Результаты исследований скв.100 9. Рис.5.4. Температурная аномалия, зарегистрированная через 4 ч после перфорации на скв.189 Крапивинского месторождения 10. Рис. 7.1.5.1. План размещения светильников на потолке. 11. Рис. 7.2.2.1 – План эвакуации
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Рыжакина Т. Г.
Социальная ответственность	Федорчук Ю. М.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2023 г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2023 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В. В.	К.г.-м.н.,		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2271	Зайкина Татьяна Денисовна		

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

Студенту:

Группа 3-2271	ФИО Зайкина Татьяна Денисовна
-------------------------	---

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	НОЦ им. Бутакова
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Определение расходов на материально-технические, информационные и человеческие ресурсы</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент- 1,3; премиальный коэффициент – 0,8%</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Российская система налогообложения</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Определение затрат, необходимых для выполнения полевых работ</i>
<i>2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет необходимых инвестиций ООО «ВТК» для внедрения ИР</i>
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет эффективности проведенных геофизических исследований</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>1. Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины»</i>
<i>2. Себестоимость работ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		03.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Зайкина Татьяна Денисовна		03.02.2023

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Зайкина Татьяна Денисовна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема дипломной работы: «Геофизические исследования при подготовке скважин к эксплуатации на Крапивинском месторождении (Томская область)»

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объект исследования – комплекс геофизических исследований скважин для подсчета запасов.
Рабочее место: лаборатория с персональным компьютером.
Количество и наименование оборудования рабочей зоны: персональный компьютер, принтер, телефон.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов

- Природа воздействия
- Действие на организм человека
- Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов)
- СИЗ коллективные и индивидуальные

1.2. Анализ выявленных опасных факторов :

- Термические источники опасности
- Электробезопасность
- Пожаробезопасности

1. Вредные факторы:

- 1.1 Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;
- 1.2 Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;
- 1.3 Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;
- 1.4 Наличие токсикантов, (запыленность, загазованность), ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ;
- 1.5 Недостаточная освещенность. Проведен расчет освещения рабочего места;
2. Опасные факторы:
- 2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ;
- 2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.
- 2.3 Лазерное излучение, классы лазеров, СКЗ, СИЗ.

2. Экологическая безопасность:

- Выбросы в окружающую среду
- Решения по обеспечению экологической безопасности

Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника,) и способы их утилизации;

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>1.перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>2.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>3.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);</p> <p>2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Перечень нормативно-технической документации.</p>	<p>– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		31.05.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Зайкина Татьяна Денисовна		31.05.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа 124 с., 11 рис., 14 табл., 22 источников.

Ключевые слова: Крапивинское месторождение, нефтяное месторождение, баженовская свита, геофизические исследования скважин, каротаж, фильтрационно-емкостные свойства, коллектор, комплекс геофизических исследований.

Цель работы: на основе анализа результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований запроектировать геофизические исследования для подготовки скважин к эксплуатации на Крапивинском месторождении.

Объектом исследования является продуктивный горизонт Ю₁ Крапивинского месторождения.

В процессе исследования проводилось обоснование комплекса ГИС. При проектировании геофизических исследований должен быть учтен весь накопленный опыт работ сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения.

В результате исследования анализ ранее выполненных геофизических исследований позволил определить методы и обосновать геофизический комплекс для решения поставленных задач при подготовке скважин к эксплуатации. Комплекс включает: электрические, радиоактивные, акустические методы, инклинометрию, кавернометрию. Выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены методики измерений, интерпретации полученных результатов и метрологическое обеспечение измерений.

В специальной части рассмотрена перспективность изучения температурных аномалий, фиксируемых в скважинах, при исследованиях интервалов перфорации. Так же рассмотрены процессы сопровождающиеся возникновением термоаномалий в скважинах

Стоимость рассмотренного в ВКР проекта на выполнение геофизического исследования скважин составляет 917489,80 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

Abstract

Final qualifying work 109 pages, 11 figures, 14 tables, 22 sources.

Key words: Krapivinskoye field, oil field, Bazhenov formation, well logging, well logging, reservoir properties, reservoir, logging complex.

Purpose of the work: based on the analysis of the results of previous geological and geophysical surveys, to design geophysical surveys to prepare wells for operation at the Krapivinskoye field.

The object of study is the productive horizon Yu1 of the Krapivinskoye field.

In the course of the study, the justification of the GIS complex was carried out. When designing geophysical surveys, all the accumulated experience of working under similar conditions should be taken into account with the wide use of probabilistic and statistical methods at each stage of choosing a complex: creating a physical and geological model, complex interpretation of the obtained materials, determining a rational set of methods and the sequence of their implementation.

As a result of the study, the analysis of previously performed geophysical studies made it possible to determine the methods and justify the geophysical complex for solving the tasks set when preparing wells for operation. The complex includes: electrical, radioactive, acoustic methods, inclinometry, caliper survey. The equipment for carrying out the planned geophysical surveys was selected, the methods of measurements, the interpretation of the results obtained, and the metrological support of measurements were considered.

In a special part, the prospects of studying temperature anomalies recorded in wells in the study of perforation intervals are considered. The processes accompanied by the occurrence of thermal anomalies in wells are also considered.

The cost of the project considered in the WRC for the implementation of a geophysical survey of wells is 917,489.80 rubles.

Based on the analysis of harmful and dangerous factors identified for geophysical work, the effect of these factors on the human body was determined and means of protection were proposed. Safety measures in emergency situations and environmental protection are considered.

Обозначения и сокращения

$K_{п}$ – коэффициент пористости;

$K_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности;

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости;

$K_{в}$ – водонасыщенность;

$\rho_{п}$ – удельное электрическое сопротивление;

$\rho_{пкр}$ – критическое сопротивление пласта;

$\rho_{зп}$ – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения;

$\rho_{с}$ – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;

$\rho_{вп}$ – удельное сопротивление водоносного пласта;

$\rho_{в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ВНК – водонефтяной контакт;

БКЗ — боковое каротажное зондирование;

ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

ГК — гамма-каротаж интегральный;

ИК – индукционный каротаж;

БК – боковой каротаж;

МК – микрокаротаж;

АК – акустический каротаж;

ПС – метод самопроизвольной поляризации;

КС – каротаж сопротивлений.

Введение

Одной из ключевых отраслей топливно-энергетического комплекса страны является нефтяная промышленность. Развитие нефтяной промышленности сопровождается последовательным увеличением эксплуатационного фонда скважин. Оперативную и систематизированную информацию о скважинах и пластах, необходимую для проведения геолого-технических мероприятий и управления процессами разработки нефтяных залежей, получают в результате геофизических исследований как в процессе их строительства, так и в эксплуатации.

В настоящее время геофизические исследования в процессе эксплуатации скважин выделились в самостоятельное направление промысловой геофизики, стали неотъемлемой частью технологического цикла нефтепромысловых работ и широко применяются на этапах введения в промышленную эксплуатацию нефтяных месторождений.

На первой и второй стадии эксплуатации месторождений извлекается основанная часть запасов нефти, и они составляют главный этап разработки. В это время можно контролировать ход разработки с помощью необходимого комплекса промыслово-геофизических исследований. Третий этап эксплуатации связан с резким увеличением обводненности добываемой продукции, образованием зон, не охватываемых разработкой, что приводит к низким уровням выработки нефтяного слоя.

В связи с многообразием геофизических методов при решении большинства геологических задач возникает проблема выбора наиболее информативных методов и определения последовательности их применения с целью получения максимального эффекта. Такой эффект может быть достигнут лишь при рациональном комплексировании геофизических методов. Под рациональным

комплексом понимается геологически и экономически обоснованное сочетание геофизических методов и сопутствующих геологических видов работ с целью эффективного решения геологической задачи. Выбор рационального комплекса достаточно сложен и строго индивидуален, т.е. зависит от конкретной задачи и множества факторов. На практике при проектировании геофизических исследований должен быть учтен весь накопленный опыт работ сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения.

Содержание

Реферат	8
Abstract	10
Обозначения и сокращения.....	12
Введение.....	13
1 Общие сведения о районе работ.....	17
1.1 Географо- экономический очерк района	18
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	21
2 Геолого – геофизическая изученность.....	25
2.1 Литолого – стратиграфический разрез	25
2.2 Тектоника.....	30
2.3 Нефтегазоносность	34
2.4 Петрофизическая характеристика разреза	40
3 Анализ основных результатов ранее проводимых геофизических исследований.	43
4.Основные вопросы проектирования	50
4.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	51
4.2 Методика и техника геофизических работ.....	60
4.3 Аппаратура и оборудование	66
4.4 Метрологическое обеспечение проектируемых работ	71
4.5 Интерпритация геофизических данных.....	73
5 Специальная часть	82
5.1 Перспективность изучения температурных аномалий, фиксируемых в скважинах, при исследованиях интервалов перфорации.	82
5.2 Процессы в пластах, сопровождающиеся возникновением термоаномалий в скважинах.....	83
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	93
6.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту	94
6.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования.....	95
6.3. Расчет производительности труда, количества партий	99
6.4. Планирование, организация и менеджмент при производстве геологических работ	100

6.5. Расчет сметной стоимости проекта.....	102
7. Социальная ответственность.	106
7.1. Производственная безопасность. Вредные факторы.	106
7.1.1. Отклонение показателей микроклимата в помещении.....	106
7.1.2 Превышение уровней шума.....	108
7.1.3. Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	109
7.1.4. Наличие токсикантов, (запыленность, загазованность), ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ;.....	110
7.1.5. Недостаточная освещенность.....	112
7.2. Опасные факторы.....	116
7.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R _{заземления} , СКЗ, СИЗ;.....	116
7.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.	117
7.2.3 Лазерное излучение, классы лазеров, СКЗ, СИЗ.	119
7.2.4 Экологическая безопасность.....	120
7.2.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	121
Заключение	122
Список использованных источников.....	123

1 Общие сведения о районе работ

В административном отношении месторождение находится в юго-западной части Каргасокского района Томской области. Район представляет собой заболоченную равнину. Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная (средняя температура января $-19,-20^{\circ}\text{C}$), лето теплое, короткое (средняя температура июля $+17-18^{\circ}\text{C}$). Местность частично заболочена и затаежена. Леса большей частью смешанные.

Речная сеть в районе месторождения представлена мелкими несудоходными речками, левыми притоками р. Васюган (рис.1.1).

Дорожная сеть, как и населенные пункты, в районе работ отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом является село Новый Васюган, расположенное в 65км по прямой северо-восточнее месторождения, на р.Васюган. В селе имеется аэропорт местного значения, узел связи, больница - стационар, предприятия местной промышленности.

Сообщение между с.Новый Васюган и месторождением возможно наземным транспортом лишь в зимний период по зимнику, а также круглогодично вертолетами. Расстояние от месторождения до Нового Васюгана по зимнику составляет в среднем 85 км. В 45 км на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Каймысовскую группу нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Западно-Катильгинское и др.) с Игольско-Таловым, пос.Новый Васюган и г.Стрежевой.

Река Васюган, начиная от с.Новый Васюган и вниз до впадения ее в р.Обь (район с.Каргаска - районного центра), является судоходной для речных судов небольшого тоннажа в период весеннего половодья. Расстояние от Нового Васюгана до Каргаска составляет по прямой 260 км, по воде 610 км, до Томска - областного центра - соответственно 715 км и 1195 км.

Для технического водоснабжения и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды сеноманского водоносного комплекса отложений.

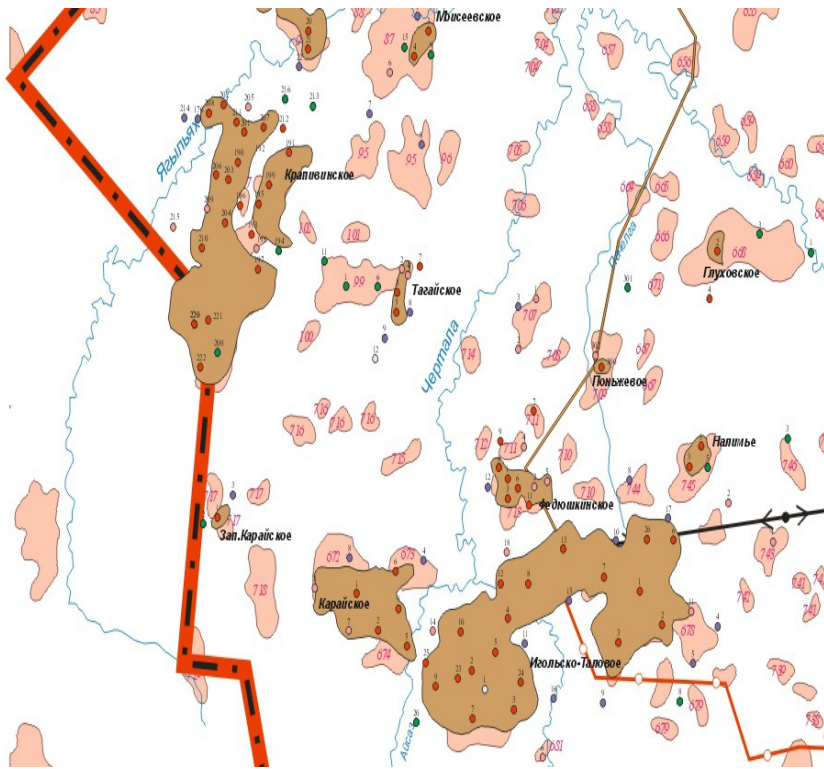


Рисунок. 1.1. Обзорная карта района работ

1.1 Географо-экономический очерк района

Крапивинское локальное поднятие (Л.П.) выявлено и подготовлено к поисковому бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1967-1968 г.г. С/П 8/65-66 Томского геофизического треста. В 1981-1982 г.г. поднятие детализировано сейсморазведкой ОГТ С/П 4, 5, 7, 18/81-82, а в 1985-1986 г.г. С/П 4, 5, 7/85-86 методом ОГТ изучено его северное продолжение – в зоне сочленения с собственно Моисеевским к.п. [13] Обобщение результатов работ этих сейсмопартий проведено Г.И. Берлиным в 1988-89 годах. В результате разработки представлено структурная модель Крапивинского месторождения и сопредельных с ним районов по отражающему сейсмогоризонту Па (подошва баженовой свиты) масштаба 1:50000. Эти построения в последующем легли в основу подсчетного и структурного плана месторождения по продуктивным пластам горизонта Ю₁ верхней юры. На структурном плане нашли отражения две структуры третьего порядка – собственно Крапивинская брахиантиклиналь, Западно-Крапивинская куполовидная складка и ряд более мелких, малоамплитудных и малоразмерных локальных осложнений четвертого порядка, которые

формируют единую Крапивинскую структуру или антиклинальную зону складок. Сейсмоизогипсой Па – 2630 м Крапивинская структура объединяется с соседней Тагайской структурой антиклинального типа. Поисковые работы по площади начаты в 1969-70 г.г. Западной нефетразведочной экспедицией бурением трех поисковых скважин №№ 195, 196 и 198, заложенных в наиболее приподнятой сводовой и присводовой частям Крапивинской брахискладки. Получены первые признаки нефтяных скоплений в виде низкодебитных, непромышленных притоков нефти с пластовой водой из пласта Ю₃₋₄ и безводной нефти из пласта Ю₁₋₂ верхней юры.

В разрезе скважин 196 по данным промысловой геофизики пласт Ю₃₋₄ оценен как водонасыщенный и не испытан. В связи с низкой результативностью поискового бурения буровые работы были приостановлены. После проведения на площади детализированных сейморазведочных работ в сезон 1981-1982 г.г. бурение было возобновлено лишь в 1984 году. По состоянию на 01.01.94 г. на утонченной структурной основе здесь пробурено 28 поисково-разведочных скважин, вскрывших разрез четвертичных отложений, палеогена, мела, юры и верхних горизонтов доюрских образований.

В 20 скважинах получены промышленные притоки нефти из пластов Ю₃₋₄ и Ю₁₋₂ горизонта Ю₁ верхней юры. Первооткрывательницей является скважина № 197.

По результатам бурения и отдельного испытания скважин установлено сложное многопластовое строение месторождения. Пласты характеризуются крайне неоднородным строением по толщине, литофациям, продуктивности, запасам и т.д. Наиболее высокодебитным в разрезе представляется пласт Ю₃₋₄, где дебиты фонтанирующих скважин изменяются от первых м³/сутки до первых сотен м³/сутки. Уточнена геологическая модель месторождения, выявлен сложный характер экранирования залежей. По пласту Ю₁₃₋₄ выделена зона с низким ФЕС пород, пересекающая месторождение в восточной части, отождествляемая с капиллярно-литологическим экраном. В

скважине 200 на Западно-Крапивинской площади установлено отсутствие коллекторов в составе горизонта Ю₁. Лито-фациальные замещения песчаного пласта Ю₁₁₋₂ на более глинистые разности выявлены в районе скв. 194 и 212.

За период 1990-1992 г.г. по результатам ГРР силами партии подсчета запасов ПГО «Томскнефтегазгеология» проведены подсчет и оценка запасов нефти отдельно по пластам с представлением материалов подсчета в ЦКЗ Мингео СССР. Запасы приняты и учтены Госбалансом СССР в следующем количестве (по категориям): балансовые С1 – 80,7 млн. т, извлекаемые – 27,6 млн. т; балансовые С2 – 52,4 и извлекаемые – 13,2 млн.т. По результатам подсчета отмечается высокая недоразведанность месторождения, доля запасов С2 в объеме С1+С2 составляет 39%. Около 80% балансовых запасов сконцентрированы в пласте Ю₁₃₋₄.

В 1990 году на месторождении начаты пробная эксплуатация месторождения в северо-западной части объекта Ю₃₋₄ путем расконсервации и сезонной добычи из разведочной скважины № 201. Работы осуществляются Западной НГПЭ в соответствии с «Планом пробной эксплуатации скважины», утвержденного Генеральным директором ГПП «Томскнефтегазгеология» Г.Н. Шестаковым 13.01.90 г. За период 1990-1993 г.г. проводились регулярные гидродинамические исследования скважины (замеры дебитов, забойных, пластовых и устьевых давлений, газового фактора, температуры и др., а также обор глубинных и поверхностных проб нефти, ежемесячно оценивалось содержание воды и нефти). По результатам исследований установлено, что параметры скважины за истекший период изменились незначительно. Дебит на фонтанном режиме через 8 мм штуцер нефти уменьшились с 117,5 м³/сутки до 99 м³/сутки, пластовое давление с 27,5 до 27,4 Мпа, проницаемость пласта увеличилась от 0,151 до 0,290 мкм². Коэффициент продуктивности не претерпел существенных изменений и колеблется по годам в пределах 28,5 – 29,1 м³/сут. Мпа. Всего добыто 7548 м³ нефти, что составляет 0,03 % от извлекаемых запасов.

В настоящее время месторождение находится в разведке, которая

осуществляется Западной НГРЭ. В состоянии бурения находится разведочная скважина № 222 на Западно-Крапивинской площади. В соответствии с проектом до разведки планируется пробурить еще одну разведочную скважину. Начиная с 1986 г. ТО СНИИГГиМС (лаборатория методики разведки) в рамках темы: «Разработка оптимальных схем разведки и комплексной оценки сложнопостроенных месторождений залежей нефти и газа на стадии оценки и подготовки к эксплуатации» проводит научно-исследовательские работы по уточнению и совершенствованию геологической модели Крапивинского месторождения.

По результатам этих работ предложена более детальная схема расчленения продуктивных отложений пласта Ю₁₃₋₄ на две литопачки (песчаную и алевроитовую); проведена типизация разрядов и слагающих их литотипов пород, по тому же пласту, изучены и охарактеризованы литолого-минералогические и ФЕС пород песчаных пластов горизонта Ю₁, проведены изучение и анализ структуры порового пространства пород-коллекторов пласта Ю₁₃₋₄, оценено влияние капиллярного эффекта на геометрию залежей. Кроме того осуществлен локальный и зональный прогноз типов коллекторов на месторождении и прилегающих к нему территорий с привлечением материалов сейсморазведки.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Изучение западных районов Томской области и прилегающей части территории Тюменской и Омской областей, было начато с 60-х годов.

Геолого-геофизическая изученность района весьма неоднородна. После проведения первоначальных сугубо региональных работ, общих для всей Западной Сибири, было начато изучение территории методами сейсморазведки. На первых порах это были речные маршруты и площадные съёмки. Полученные данные были использованы при структурно-тектоническом районировании осадочного чехла и палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты. С 1958г. Томским геофизическим трестом начаты

систематические сейсморазведочные исследования.

На начальном периоде этих исследований (1960-1969г.г.) были выявлены и подготовлены под глубокое бурение наиболее крупные структуры Каймысовского свода. Под глубокое бурение Крапивинская структура была подготовлена сейсморазведочным и работами МОВ в 1966г. Плотность сети профилей выполненных работ МОВ составляет 0.3 км/км². Буровые работы, проведённые на основании сейсмических исследований, позволили открыть ряд месторождений в том числе и Крапивинского (таблица №1.1).

Таблица №.1.1

История геофизического исследования Крапивинского месторождения

Вид работ	Место проведения	Наименование и местонахождение организаций	Краткие результаты работ
Геологическая съёмка 1:1000000	Юго-восток Западно-Сибирской низменности	ЗСГУ 1947-1954г.г.	Составлена геологическая карта Западно-Сибирской плиты.
Аэромагнитная съёмка 1:1000000 1:200000	юго-восток Западно-Сибирской низменности	Новосибирский геофизический трест (НГТ) «Сибнефтегеофизика», Новосибирск 1952г.,1954-1961 г.г.	Получены первые представления о тектонике фундамента Западно-Сибирской плиты, определены глубины до его поверхности. Выявлен Нижневартовский свод, Александровский мегавал, Колтогорский мегапрогиб.

<p>Гравиметрическая съёмка 1:1000000</p>	<p>юго-восток Западно-Сибирской низменности</p>	<p>Колпашевская геофизическая экспедиция, г.Новосибирск 1952-1961г.г.</p>	<p>Построены карты изоаномал силы тяжести. Установлено соответствие гравиметрических аномалий простирацию крупных тектонических структур.</p>
<p>Сейсморазведка МОВ 1:100000</p>	<p>Каймысовский свод</p>	<p>Томский геофизический трест, г.Колпашево 1960-1969 г.г.</p>	<p>Выявлены и подготовлены под глубокое бурение наиболее крупные структуры Каймысовского свода: Нововасюганская, Лонтынь-Яхская, Первомайская, Весенняя, Моисеевская Крапивинская и др.</p>
<p>Сейсморазведка МОГТ 1:100000</p>	<p>Южная часть Каймысовского свода и прилегающих районов Нюрольской впадины.</p>	<p>ТГТ, г.Колпашево 1980-1982 г.г.</p>	<p>Проведены исследования МОГТ южной части Каймысовского свода и прилегающих районов Нюрольской впадины; получена новая информация на Крапивинской площади, Игольско-Таловой и ряду др. участков,</p>

			детализирована Тагайская структура.
Сейсморазведка МОГТ 1:50000	Каймысовский свод	ТГТ Г.Колпашево с/п 4,5,7/88-89 г.г.	Уточнение деталей строения ранее подготовленных структур:Карасевской Моисеевской, Крапивинской, Коим- Лыхской.
Сейсмокартаж	Северная часть Каймысовског о свода	1964-1990 г.г. ск/п 19	Проведены исследования на следующих скважинах: Моисеевская-1, Крапивинские-195, 191, Нововасюганская-51 и др.
Тематические работы по договору №204	Крапивинское месторождение	ТОО ВНИИГНИ-2 г.Москва,1995г.	Выполнена комплексная обработка и интерпри- тация данных сейсморобот, ГИС и бурения. Переобработано 250 пог.км. сейсморазведочных профилей. Предложена ступенчато- блоковая модель месторождения.

с/п 17/95-96-3Д сейсморазведка	северная часть Крапивинского месторождения	ТГТ г.Колпашево 1995-1996 г.г.	Выполнены полевые работы по методике объёмной сейсморазведки в объёме 85 км ² в северной части Крапивинского месторождения.
-----------------------------------	--	--------------------------------------	---

2 Геолого – геофизическая изученность

2.1 Литолого – стратиграфический разрез

Стратиграфическая и литологическая характеристика разреза приведена по результатам бурения в данном районе глубоких поисковых, разведочных, параметрических и опорных скважин (приложение А).

В геологическом строении месторождения принимают участие образования палеозойского фундамента и несогласно перекрывающие его терригенно-осадочные отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Палеозойская эратема (Pz)

На Крапивинском месторождении образования фундамента вскрыты скважинами 195, 200 и представлены зеленокаменными измененными миндале-видными спилитами, вверх по разрезу интенсивно выветрелыми, переходящими в кору выветривания. Вскрытая толщина - 80 - 107 м.

Мезозойская эратема (Mz)

Представлена двумя системами: юрской и меловой.

Юрская система (J)

Юрская система представлена всеми тремя отделами, включающими тюменскую, васюганскую и баженовскую свиты.

Нижняя + средняя юра (J₁-J₂)

Тюменская свита (J₁-J₂ tm)

Континентальные отложения тюменской свиты несогласно залегают

на образованиях фундамента и развиты повсеместно. В фациальном отношении отложения свиты сложены преимущественно аллювиально-болотными

и озерными осадками: неравномерно переслаивающимися темно-серыми и буровато-серыми, иногда полосчатыми аргиллитами, разномерными полимиктовыми песчаниками различной крепости, крепкими алевролитами и каменными углями.

Полный разрез отложений свиты толщиной 116 м вскрыт скважиной 195.

Верхняя юра J₃

Васюганская свита (J₃ vs)

Отложения тюменской свиты трансгрессивно перекрываются прибрежно-морскими осадками васюганской свиты, подразделяющимися на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита сложена, в основном, плотными аргиллитами, верхняя - преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов, выделяемыми в горизонт Ю₁- основной нефтегазоносный горизонт Томской области.

Песчаники горизонта Ю₁ неоднородные, светло-серые и буровато-серые, мелко-среднезернистые, различной крепости - от слабосцементированных до крепких. В его пределах выделяются пласты Ю₁₂, Ю_{1 м}, Ю₁₃.

Толщина отложений васюганской свиты составляет 55 - 70 м.

Георгиевская свита

Георгиевская свита представлена темно-серыми плотными аргиллитами.

Толщина свиты 4- 8 м.

Баженовская свита (J₃ bg)

Глубоководные морские отложения свиты венчают юрскую толщу.

Представлены плотными битуминозными аргиллитами буровато-темносерыми до темно-коричневых, плитчатыми, крепкими.

Толщина свиты 21 - 28 м.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы согласно залегают на верхнеюрских осадках и представлены нижним и верхним отделами.

Берриас - нижний валанжин

Куломзинская свита (К₁ klm)

Породы куломзинской свиты сформировались в морских условиях. В нижней части они представлены аргиллитами коричневыми, черными, битуминозными.

Вверх по разрезу аргиллиты замещаются неравномерным переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников. Аргиллиты серые, плотные, алевролитистые, иногда слоистые, плитчатые. Алевролиты темно-серые, плотные, крепкие, косослоистые. Песчаники серые, разномиктовые, полимиктовые с известковистым цементом.

Толщина свиты 311 - 401 м.

Валанжинский ярус

Тарская свита (К₁₋₂ tr)

Прибрежно-морские отложения свиты сложены песчаниками и аргиллитами с подчиненными прослоями аргиллитов. Песчаники светло-серые и темно-серые, мелкозернистые, средне- и слабосцементированные. Алевролиты серые, крепкие, косослоистые, глинистые. Аргиллиты зеленовато-серые, плитчатые.

Толщина свиты 71 - 86 м.

Готерив - баррем

Киялинская свита (К₁₋₂ kls)

Континентальные отложения свиты представлены неравномерным переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Глины темно-зеленые, фиолетово-зеленые, темно-серые, плотные, комковатые, участками алевролитистые. Алевролиты светло-серые, темно-зеленые, бурые, зеленовато-

серые, плотные, крепкие, участками известковистые, с прожилками кальцита, иногда с включениями пирита. Песчаники светло-серые, мелко - и среднезернистые, крепкие, массивные, кварц - полевошпатовые, с включениями кальцита, реже - пирита.

Толщина свиты 473 - 539 м.

Нижний апт

Алымская свита (К₁₋₂ al)

В подошве свиты залегают прибрежно-морские серые, полимиктовые песчаники базального пласта А₁. Песчаные отложения перекрыты аргиллитоподобными мелководно-морскими глинами кошайской пачки, являющейся региональным репером.

Толщина свиты 35- 56 м.

Верхний апт - альб - сеноман

Покурская свита (К₁₋₂ pk)

В нижней части свиты наблюдается переслаивание континентального комплекса аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Аргиллиты темно-серые, песчанистые, жирные на ощупь, с растительным

детритом. В нижней части аргиллит темно-зеленый до черного.

Алевролиты темно-серые, слюдистые, с тонкой горизонтальной и волнистой слоистостью, слабосцементированные.

Песчаники светло-серые и серые, мелкозернистые, горизонтально слоистые, неоднородные, слабосцементированные, неравномерно известковистые.

Верхняя часть свиты сложена глинами, аргиллитами и песчаниками. Глины темно-серые с буроватым оттенком, плотные, в отдельных прослоях жирные на ощупь, иногда алевролитистые. Алевролиты темно-серые, глинистые, горизонтальнослоистые. Песчаники голубовато-серые, мелкозернистые, слегка глинистые.

Толщина свиты 791 - 814 м.

Турон - нижний коньяк

Кузнецовская свита (K₂ kz)

Сложена морскими глинами темно-серыми, почти черными, алевритистыми, с редкими прослоями алевролитов серых и зеленовато-серых.

Толщина свиты 13 - 25 м.

Коньяк - сантон - кампан

Березовская свита (K₂ br)

Отложения свиты представлены морскими глинами светло-серыми и зеленовато-серыми, местами алевритистыми или опоковидными, неслоистыми.

Толщина свиты 23 - 25 м.

Маастрихт - дат

Ганькинская свита (K₂ g)

В верхней части свиты залегают мергели серые, светло-серые с зеленоватым оттенком. Ниже залегают серые и темно-серые глины, местами опоковидные, алевритистые, известковистые, с редким растительным детритом, с отпечатками раковин.

Толщина свиты 131 - 150 м.

Палеогеновая система

Отложения палеогена согласно залегают на мезозойских образованиях, представлены талицкой, люлинворской, тавдинской и некрасовской свитами, выделенными в три отдела. Осадки первых трех свит имеют морской генезис, породы некрасовской свиты - континентального происхождения.

Палеоцен

Талицкая свита (P₁ tl)

Сложена глинами алевритистыми, темно-серыми, почти черными, участками зеленовато-серыми, с прослоями алевролитов.

Толщина свиты 34- 50 м.

Нижний + средний эоцен

Люлинворская свита (P₂ ll)

Отложения свиты представлены глинами и опоками. Глины зеленовато-серые и темно-серые, плотные, с прослоями песчаника, к низу опокovidные. Опоки серые и светло-серые, однородные, иногда почти черные, с остатками чешуи рыб, с прослоями песчаника.

Толщина свиты 197- 207.

Верхний эоцен - нижний олигоцен

Тавдинская свита (P₂ tw)

Свита сложена глинами зелеными, плотными, вязкими, с прослоями алевролита и песка, с редкими остатками фауны.

Толщина свиты 129 - 135 м.

Средний + верхний олигоцен

Некрасовская свита (P_{2n})

Отложения свиты представлены переслаиванием песков серых и светло-серых, алевролитистых с глинами желтовато-серыми, алевролитистыми, горизонтально-слоистыми, с прослоями алевролитов.

Толщина свиты 194 - 130 м.

Четвертичная система (Q)

Осадки четвертичного возраста завершают разрез мезозойско-кайнозойского чехла и представлены песками светло-серыми, мелкозернистыми, а также суглинками.

Толщина отложений 25 -30 м.

2.2 Тектоника

Согласно "Тектонической карте фундамента Западно - Сибирской плиты", составленной под редакцией В.С.Суркова в 1981 г., район Крапивинского месторождения относится к области позднегерцинской складчатости, а в структурном отношении - к Верхневасюганскому антиклинорию, к его юго--восточной части (рис.2.2.1).

Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в южной части Каймысовского свода.

Крапивинское куполовидное поднятие выявлено и подготовлено к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1966г. По результатам этих работ была построена структурная карта по основному отражающему горизонту Па (подшова баженовской свиты), явившаяся основанием для ввода структуры

в 1969г. в поисковое бурение. Структура представляла собой сравнительно простую куполовидную складку субмеридионального простирания, оконтуренную изогипсой - 2700 м. Размеры структуры 19 x 13 км, амплитуда поднятия - 100 м.

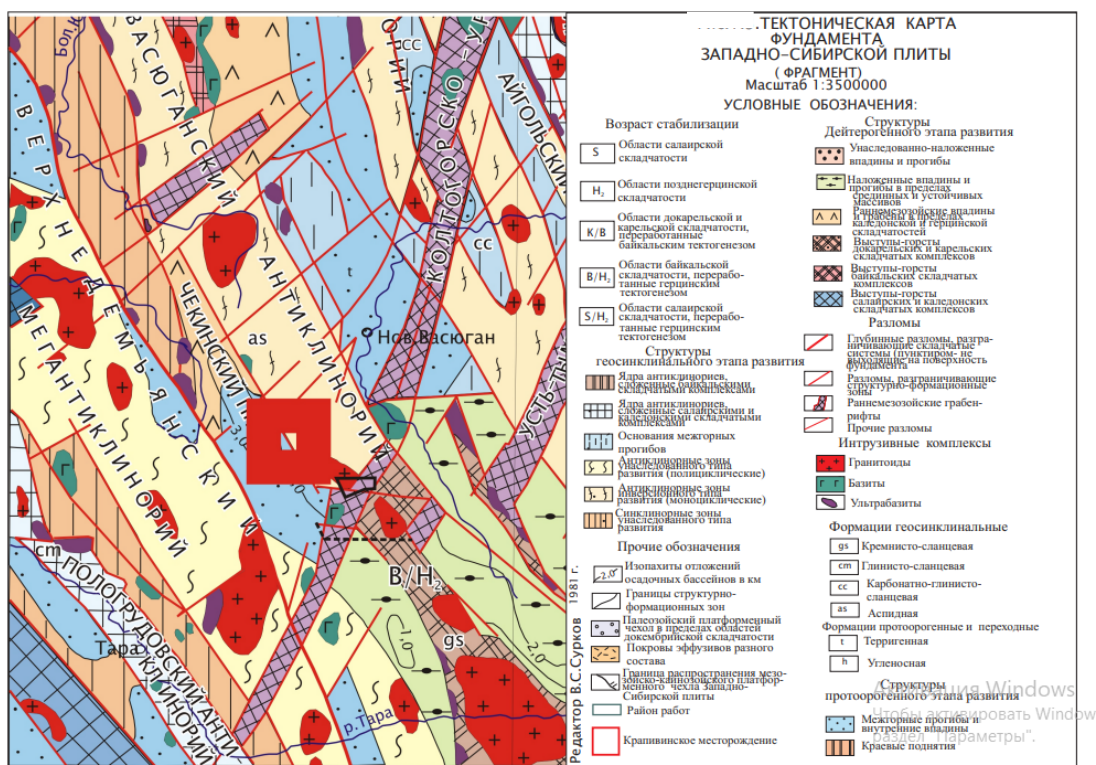


Рисунок 2.2.1. Тектоническая карта фундамента западно-сибирской плиты

В 1980 - 1982 г.г. строение Крапивинской структуры было уточнено детализационными работами МОГТ (с/п 4,5, 7/81-82). По отражающему горизонту Па Крапивинская структура имела уже более сложное строение: была осложнена четырьмя куполами.

Дальнейшие детализационные исследования МОГТ сеймопартий 4,5,7/84-85г.г., 88 - 90г.г. внесли дополнительные изменения и уточнения. Все сейморазведочные работы на месторождении после 1984 г. проводились параллельно с глубоким поисково-разведочным бурением на нем, которое продолжается и в настоящее время.

В 1995 году ВНИГНИ была проведена комплексная обработка и интерпретация данных сейморазведки, ГИС и бурения сложнопостроенных объектов в Томской области (автор Славкин В.С.). По представлениям автора Крапивинская структура разбита рядом субмеридиональных тектонических нарушений, которые являются экранами для залежей.

В том же году Новосибирским отделением СНИИГГиМСа на основе сеймопараметрического и геологического анализа сейморазведки и геофизических исследований скважин была построена "Схема строения нефтяных залежей пласта Ю₁₃ Крапивинского месторождения" (автор Берилко Г.А.).

Схемой предполагалось чередование линейно-вытянутых в субмеридиональном направлении нефтеносных и водоносных зон, а так же зон с невыясненными перспективами.

Сложное геологическое строение Крапивинского месторождения: литологическая изменчивость и неоднородность по площади и разрезу продуктивного пласта Ю₁₃, залегание "водяных коридоров" в присводовой части структуры, разница в отметках водонефтяного контакта в пределах одного пласта до 84 м, показали необходимость постановки 3Д сейсмической съемки.

К сожалению, на сегодняшний день, 3Д сейсмической съемкой покрыта только северная, в основном, приконтурная часть структуры (скв. 202, 205, 206).

На участке 3Д сейморазведочных работ установлено, что западная (нефтенасыщенная) и восточная (водонасыщенная) ловушки разделяются

областью выклинивания одной из осей синфазности ниже отражающего горизонта Па.

По наиболее информативным 2Д профилям 1985 и 1989 г.г. были получены глубинные палеоразрезы псевдо ПС - каротажа. В результате анализа этих разрезов установлено, что наиболее контрастной (по разрезу) и выдержанной (в плане) неоднородностью по $\alpha_{пс}$, является зона литологического замещения, выделяемая между скважинами «водяного коридора» и нефтяными скважинами западного склона.

Однако, достоверное картирование узких зон литологических замещений можно выполнить только на основе данных 3Д сейсморазведки.

В 1997 году отдел сейсморазведки института «ТомскНИПИнефть» осуществил сбор и экспертную оценку результативных сейсморазведочных материалов по Крапивинскому месторождению. По результатам обобщения всех геолого-геофизических материалов южной части Каймысовского свода были построены структурные карты по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты, приложение Б).

По горизонту Па Крапивинская структура включает ряд локальных поднятий, разделенных узкими линейными прогибами. К наиболее крупным поднятиям относятся Крапивинское и Западно-Крапивинское. В целом для района исследований характерно понижение структурного плана в направлении с востока на запад от -2570 м до -2690 м.

Крапивинское локальное поднятие имеет форму брахиантиклинальной складки субмеридионального простирания. Центральная часть Крапивинского поднятия оконтуривается по изогипсе -2580 м. Складка асимметричная, восточное крыло более крутое. Сводовая часть складки осложнена серией мелкоразмерных локальных поднятий, которые простираются в виде отдельной гряды и направлены с юго-запада на северо-восток. Размеры его 18,3 x 8 км, амплитуда 80 м в пределах оконтуривающей сейсмоизогипсы - 2600м (рис.2.2.2).

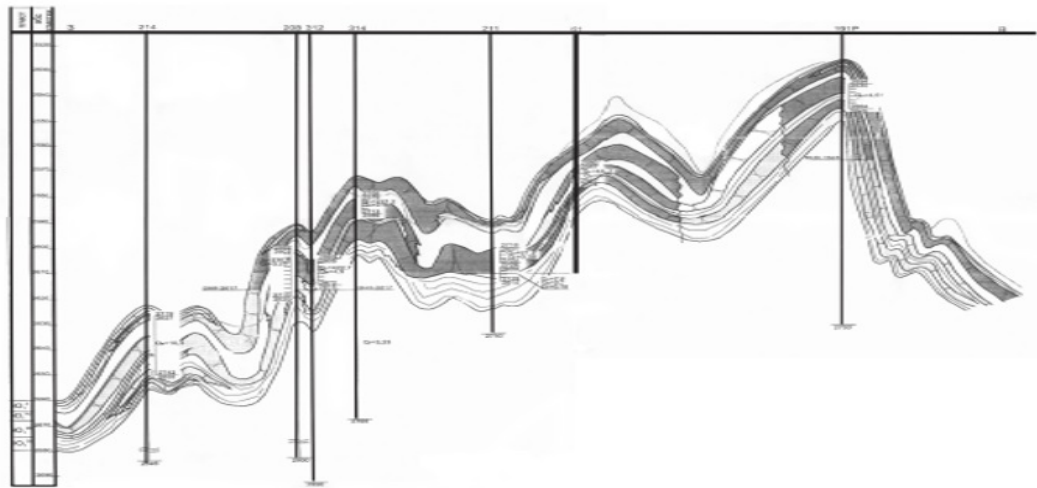


Рисунок 2.2.2 Геологический разрез по линии скв.214-191Р

Западно-Крапивинское локальное поднятие расположено на юго-западном погружении Крапивинской брахиантиклинальной складки и отделяется от нее небольшим прогибом. В структурном плане Западно-Крапивинское поднятие состоит из двух локальных поднятий с оконтуривающими изогипсами -2590 и -2610 м. С Крапивинской брахискладкой единой оконтуривающей изогипсы Западно-Крапивинское локальное поднятие не имеет и формирует с ней "структурный нос" по полузамыкающей изогипсе - 2630 м.

В западной и северо-западной части площади расположен ряд малоамплитудных поднятий, которые оконтуриваются по изогипсе - 2630 - 2640 м. Эти поднятия располагаются на погружении более крупных структур и имеют амплитуды 10 -20 м.

2.3 Нефтегазоносность

Согласно принятой схеме районирования Крапивинское месторождение входит в Каймысовский нефтеносный район.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными верхнеюрскими отложениями васюганской свиты. Регионально продуктивный горизонт Ю₁ включает залежи, приуроченные к пластам Ю₁₂ и Ю₁₃.

Пласт Ю₁₂ литологически представлен серыми мелко- и среднезернистыми песчаниками. Как коллектор, пласт имеет повсеместное

распространение, за исключением скважин 194 и 200, где происходит его глинизация.

Опробование пласта проведено практически во всех скважинах, за исключением скважин 194, 202, 208 и 223. Дебиты нефти изменяются от 0.4 м³/сут на динамическом уровне 750 м (скв.199) до 11.4 м³/сут на динамическом уровне 704 м (скв.207), причем в большинстве скважин приток незначительный. Пластовое давление изменяется от 26.4 до 27.4 МПа.

Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 0 - 3 м. Водонефтяной контакт по пласту Ю₁₂ не вскрыт.

В северной части залежи наиболее низкая гипсометрическая отметка получения нефти а.о. -2594 м (подошва пласта Ю₁₂ в скважине 211). При опробовании пласта в скважине 211 в интервале 2706-2709 м (а.о. - 2589.7-2593. м) получен приток нефти дебитом 3 м³/сут при динамическом уровне 534 м.

В скважине 202 подошва нефтенасыщенной части пласта по данным ГИС вскрыта на а.о.-2597 м, опробование не проводилось.

В южной части залежи безводный приток нефти на более низком гипсометрическом уровне получен при опробовании пласта в процессе бурения в скважине 218, где подошва нефтенасыщенной его части отмечается по данным ГИС на а.о. -2617 м. При опробовании в процессе бурения интервала 2731-2743 м (а.о. -2607 -2619 м) получен приток нефти. В скважине 221 по данным ГИС пласт Ю₁₂ характеризуется, как нефтеводной, что подтверждается получением незначительного притока нефти с водой. Скважиной 223 кровля водоносной части пласта вскрыта по геофизическим данным на а.о. -2621 м. Таким образом, гипсометрически наиболее низкая отметка получения безводной нефти - 2617 м, наиболее высокая отметка получения пластовой воды -2620 м. Учитывая это, условный контур нефтеносности пласта Ю₁₂ принимается на а.о. -2617 м для всей залежи. Залежь нефти пласта Ю₁₂ пластовая сводовая, литологически экранированная с размерами 20x8 км и высотой -91 м.

Пласт Ю₁₃ имеет сложное строение, по литогенезу, характеру напластований, литофациальной и фильтрационно-емкостной характеристике. Он разделяется на 3 пачки Ю_{13А}, Ю_{13Б} и Ю_{13В}, которые имеют различные фильтрационно-емкостные свойства. Площади распространения коллекторов и залежей для каждой пачки свои.

С пачкой Ю_{13А} связаны две нефтяные залежи, приуроченные к песчаным отложениям устьевого бара и пляжей. Первая залежь выявлена в районе скважин 202 и 208. При опробовании пачки Ю_{13А} в интервале 2710 - 2713 м (а.о. -2602.7 -2606.7 м) в скважине 202 получен приток нефти дебитом 7.0 м³/сут на 4 мм штуцере. В скважине 208 она опробована совместно с пачкой Ю_{13Б}, получен фонтан нефти дебитом 84.0 м³/сут на 4 мм штуцере - 316 м³/сут на 10 мм штуцере. Пластовое давление равно 24.4 МПа.

Водонефтяной контакт залежи не вскрыт. Учитывая, что в скважине 208 данные пачки представляют собой единое песчаное тело, являющееся гидродинамически связанной системой, водонефтяной контакт условно принят по подошве нефтенасыщенной части пачки Ю_{13Б} на а.о. -2617 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 3.6 до 9 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 4х3 км, высота 47м.

В пределах второй залежи пробурены скважины 190, 201, 203, 207 и 124. Эффективные нефтенасыщенные толщины пачки Ю_{13А} изменяются от 3 м до 7м. Раздельное опробование пачки Ю_{3А} проведено в скважинах 190, 201, 203 и 207. Дебит нефти составляет 66.2 - 95.0 м³/сут на 8 мм штуцере, пластовое давление 27.2 - 27.9 МПа. Водонефтяной контакт принят по аналогии с залежью пачки Ю_{13Б} по промыслово-геофизическим данным: на севере по скважине 211, в которой он вскрыт на а.о. -2611 м, на западе на а.о.-2638.0 м в скважине 206. При опробовании в скв. 211 интервала 2724 - 2729 м (а.о. -2599.6 -2613.8 м) получен приток нефти с водой. При достреле интервала

2745 - 2748 м (а.о. -2637 -2640м) в скв. 206 получен приток нефти с водой. Данная залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная, ее размеры 7.0x3.5 км, высота 75 м.

К пачке Ю_{13Б} приурочены пять нефтяных залежей, которые разделяются литологическими экранами, связанными с глинисто-песчаными отложениями авандельтовых проток. В северо-западной части месторождения выделяются две залежи: в районе скважины 208 и скважин 206, 211.

В скважине 208 пачки Ю_{13А} и Ю_{13Б} сливаются в одно песчаное тело. При совместном опробовании вышеуказанных пачек получен приток нефти дебитом 230.6 м³/сут на 8 мм штуцере. Пластовое давление равно 27,3 МПа. Эффективная нефтенасыщенная толщина пачки Ю_{13Б} составляет 6.2 м.

С востока залежь ограничена зоной развития авандельтовых проток (скв. 202), с юга, запада и севера залежь оконтуривается условным водонефтяным контактом на а.о. -2617 м (подошва нефтенасыщенной части пачки Ю_{13Б}).

Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, размеры 3x2.5 км, высота 42 м.

Вторая залежь приурочена к скважинам 211, 201, 207, 102, 124, 190, 203 и 206. В скважинах 211, 102 и 206 распространена только пачка Ю_{13Б}, в остальных скважинах присутствуют обе пачки Ю_{13А} и Ю_{13Б}.

В скважинах 211, 102 и 206 водонефтяной контакт установлен по данным ГИС. При опробовании этих скважин получены притоки нефти с водой.

В скважине 206 дебит нефти равен 8.4 м³/сут, дебит воды - 0.4 м³/сут на динамическом уровне 650 м. В скважине 211 дебит нефти - 7.5 м³/сут, воды - 2.2 м³/сут на 4 мм штуцере. Скважина 102 находится в ожидании освоения. Пластовое давление составляет 27.4 - 27.9 МПа.

В остальных скважинах проведено совместное опробование пачек Ю_{13А} и Ю_{13Б}. Получены притоки нефти дебитами от 59.5 м³/сут (скв. 203) до 109.4

м³/сут (скв. 201) на 8 мм штуцере.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне от 2.1 м (скв.190) до 8.8 м (скв.211).

В западной части залежи водонефтяной контакт принят на а.о. -2638 м в скважине 206. В северной части залежи водонефтяной контакт принят на а.о. 2611 м по вертикальной скважине 211. Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, размеры ее составляют 4х7.5 км, высота залежи 63 м.

Третья наиболее крупная залежь нефти приурочена к центральной и южной (Западно-Крапивинской) частям структуры, вскрыта скважинами 204, 197, 218, 220, 221, 222 и 223. Скважина 200 оказалась в зоне отсутствия коллекторов по всему пласту Ю₁₃, связанной с глинисто-карбонатными отложениями протодельты. Пачка Ю_{13Б} отдельно опробована в скважинах 197, 220, 221, 222, 223. В скважинах 204 и 218 совместно опробованы пласты Ю_{13Б} и Ю_{13В}.

Водонефтяной контакт выявлен в скважине 221 на а.о. -2644 м по геофизическим данным. При опробовании скв. 221 в интервале 2758 - 2773 м (а.о. -2634 -2649 м) получен приток нефти с водой дебитом, соответственно, 14.6 м³/сут и 3.4 м³/сут на динамическом уровне 628 м. В скважине 223 при опробовании нефтяной части пласта получен приток нефти дебитом 25 м³/сут на 4 мм штуцере. В скважине 220, пробуренной в нефтяной зоне залежи, получен приток нефти дебитом 21.8 м³/сут на динамическом уровне 626 м.

Пластовое давление составляет 27.2-28.5 МПа.

В юго-восточной части залежи условный контур нефтеносности принимается на а.о. -2620 м по оконтуривающей сейсмоизогиipse.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пачки Ю_{13Б} увеличиваются в юго-восточном направлении, изменяясь от 3.0 м до 15.6 м (скв.220).

Размеры залежи составляют 7 х13 км, амплитуда 84 м.

Две залежи ограниченных размеров выявлены в восточной части структуры. Одна залежь вскрыта скважиной 195, другая - скважинами 191 и

199.

Залежь нефти в районе скважины 195 ограничена водонефтяным контактом, определенным по геофизическим данным на а.о. -2560 м. Эффективная толщина равна 7.6 м, эффективная нефтенасыщенная - 1.9 м. При совместном опробовании пластов Ю₁₂ и Ю₁₃ в интервале 2847 - 2686 м (а.о. -2546.6 -2558.6 м) был получен приток нефти с водой соответственно 11.4 м³/сут и 5 м³/сут на динамическом уровне 1466 м. Залежь пластовая сводовая, водоплавающая. Размеры залежи 1.5 x 2.5 км, высота залежи 20 м.

В районе скважин 191 и 199 залежь пачки Ю_{13Б} ограничивается условным контуром нефтеносности, принятым на а.о. -2562 м по подошве ее нефтенасыщенной части в скважине 199.

При опробовании скважины 191 получен приток нефти дебитом 4.6 м³/сут на 2.4 мм штуцере. В скважине 199 при опробовании верхней части пачки получен приток нефти дебитом 5.4 м³/сут на 2.3 мм штуцере.

Залежь пластовая сводовая, вытянута по простиранию структуры на расстояние 6 км, ширина залежи 0.5 - 1.5 км. Высота залежи 22 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7.6 - 8.2 м.

С пачкой Ю_{13В} связаны три залежи. На западном крыле структуры залежь выявлена скважинами 204 и 218. С северо-востока и юга залежь ограничена водоносными песчано-глинистыми отложениями прибрежно-морских вдоль береговых течений. С запада оконтуривается водонефтяным контактом и зоной отсутствия коллекторов в районе скважины 210.

Поскольку в скважинах 204 и 218 присутствуют пачки Ю_{13Б} и Ю_{13В}, представляющее единое песчаное тело в скв. 204 и раздел толщиной 0.6 м в скв. 218, водонефтяной контакт принимается на а.о. -2644 м, как и в залежи Ю_{13Б}.

В скважине 204 при совместном опробовании пачек Ю_{13Б} и Ю_{13В}, получен приток нефти дебитом 48 м³/сут на 2 мм штуцере. Эффективная нефтенасыщенная толщина в данной скважине равна 9.6 м.

В скважине 218 опробована пачка Ю_{13В}. Дебит нефти на динамическом

уровне 978 м составил 9.1 м³/сут. После дострела пачки Ю_{13Б} дебит нефти составил 4 м³/сут через 3мм штуцер.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пачки Ю_{13В} в скважине 218 равна 11.2 м. Залежь висячая, литологически ограниченная, имеет субмеридианальную протяженность, длина ее 10 км, ширина 2.5 - 4 км, амплитуда 84 м.

На юге структуры, в районе скважины 222 выявлена вторая залежь пачки Ю_{13В}. При ее опробовании получен приток нефти дебитом 12.5 м³/сут на 6 мм штуцере. После дострела пачки Ю_{13Б} дебит нефти увеличился до 17 м³/сут на 6 мм штуцере.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пачки Ю_{13В} в скважине 222 равна 10 м. Водонефтяной контакт принят на а.о. -2644 м по аналогии с южной залежью пачки Ю_{13Б}.

Размеры залежи 2 х 4.5км. Высота залежи 44 м. Залежь висячая, литологически ограниченная.

Залежь незначительных размеров вскрыта скважиной 199. При совместном опробовании пачек Ю_{13В} и Ю_{13Б} получен приток нефти дебитом 3.8 м³/сут на штуцере 1.2 мм. Водонефтяной контакт не вскрыт, принят условно по подошве нефтенасыщенной части пачки Ю_{13В} на а.о. -2565 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 2.4 м. Залежь пластовая сводовая, с размерами 1 х 2 км, высотой - 10 м.

В восточной части месторождения обособляется зона, в которой в скважинах 196, 193, 198 и 194 пласт Ю₁₃, вскрытый на гипсометрическом уровне выше ВНК (а.о. -2576 -2585 м), водонасыщен по геофизическим данным и опробованию.

2.4 Петрофизическая характеристика разреза

На площади Западно-Сибирской плиты глубокими скважинами вскрыт достаточно полный разрез мезозойско-кайнозойских отложений, залегающих

на породах палеозоя различного состава и возраста. Физические свойства осадочных пород исследованы главным образом для возрастного интервала от эоцена до нижней юры. В верхних частях разреза и в палеозое из-за малого выхода керна физические свойства пород изучены слабо.

Наиболее полный материал имеется по плотностным и магнитным, менее

полный по упругим и электрическим свойствам пород.

Плотность пород (σ).

Среди терригенных осадочных пород, слагающих Западно-Сибирскую плиту, песчаники всегда характеризуются несколько меньшей плотностью по сравнению с глинистыми породами. Это прослеживается как для молодых отложений, так и для более древних, причём разница в значениях средней плотности этих литологических разностей уменьшается от молодых пород к более древним (таблица № 2.4.1).

Таблица № 2.4.1

Плотность горных пород

Свиты	$\sigma_{\text{ср.}} \text{ г/см}^3$			
	Глины Тымской скважины	Песчаники Саргатской площади	Алевролиты Татарской площади	Аргиллиты Ново-Васю ганской скважины
Чеганская	2,07(2)	-	-	-
Люлинворская	2.04(8)	-	-	-
Парабельская	2.11(2)	-	-	-
Ганькинская	2.10(12)	2.19(2)	2.16(2)	-
Славгородская	2.09(13)	2.15(1)	-	-
Ипатовская	2.22(23)	-	2.07(3)	-
Кузнецовская	2.21(8)	-	-	-
Покурская	2.28(147)	-	2.32(22)	2.45(45)
Киялинская	2.42(58)	2.44(52)	2.44(44)	2.53(54)
Тарская	2 45(2)	2.44(13)	2.50(2)	2.57(10)

Куломзинская	-	2.54(7)	2.50(3)	2.58(37)
Марьяновская	-	2.56(4)	2.42(5)	2.51(15)
Тюменская	-	2.52(53)	2.56(14)	2.61(37)
Татарская	-	2.54(18)	2.51(6)	-
Киялинская	2.42(58)	2.44(52)	2.44(44)	2.53(54)
Тарская	2.45(2)	2.44(13)	2.50(2)	2.57(10)

Пористость пород.

Пористость КП осадочных пород по отдельным образцам изменяется от 0,2 до 58%. Наибольшей пористостью характеризуются песчаные породы, наименьшей глинистые.

У известняков, которых в разрезе очень мало, пористость колеблется в пределах 3-4%. У опок и опоковидных глин она равна в пределах 40%, различных сланцев палеозоя пористость колеблется от 3,5% до 4-6%, магматических пород не превышает 7%, гранитов пористость в среднем 3,8%, гранито-гнейсов - 2%, гнейсов - 2,2%, монцонитов - 1,6%, порфириров - 4,6%, кварцевых порфиров и альбитофиоров - 5,2%, базальтов - 4,5%, диабазов - 1,8%, туфов - 5,2% (данные представлены в таблице №2.4.2).

Для оценки влияния литологии на электрические параметры проведён совместный анализ данных изучения керна и материалов промысловой геофизики.

Рассмотрены удельные электрические сопротивления $\rho_{п}$ водо- и нефтенасыщенных пластов, и их относительные сопротивления $\rho_{о}$ и $\rho_{п}$, а также относительные амплитуды потенциалов собственной поляризации $\alpha_{СП}$. Анализ величин удельных электрических сопротивлений пластов группы Ю для внутриконтурной нефтенасыщенной части залежи показал, что сопротивления меняются от 44,7 до 60 ОмМ. Соответственно удельным электрическим сопротивлениям $\rho_{п}$ меняется и параметр $\rho_{о}$ от 301 на своде до 224

на периклинали. Средние значения $\alpha_{СП}$ для пластов Ю₁₋₄ уменьшается, а радиоактивный параметр ΔI увеличивается от сводов частей поднятия

к периклинали.

Пористость осадочных пород мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты (Убывает с глубиной)

Таблица № 2.4.2

Коэффициент пористости горных пород

Свиты	Кп, %			
	Глины Татарской площади	Песчаники Колпашевской площади	Алевриты Ларьинской скважины	Аргиллиты Александровской площади
Бурлинская-Некрасовская	31.2(49)	-	-	-
Чеганская	30.3(14)	-	-	-
Люлинворская	33.9(4)	-	38.4(2)	-
Ганькинская	22.8(2)	-	34.7(3)	-
Славгородская	19.4(2)	-	31.7(3)	-
Ипатовская	27.4(3)	-	30.3(6)	-
Кузнецовская	20.3(2)	26.9(10)	24.1(4)	-
Покурская	20.9(8)	-	21.8(53)	12.6(2)
Киялинская	9.9(24)	21.6(16)	16.9(70)	10.4(3)
Тарская	7.2(2)	22.1(8)	13.2(10)	9.9(2)
Куломзинская	-	12.5(4)	11.4(32)	6.8(30)

3 Анализ основных результатов ранее проводимых геофизических исследований.

На Крапивинском месторождении нефтяная залежь пласта Ю_{13В} горизонта Ю₁ васюганской свиты является крупнейшей по запасам нефти, по площади нефтеносности. Нефтенасыщенная мощность изменяется от 1.4 до 11.6 м., коэффициент пористости составляет в среднем 19%, коэффициент проницаемости - 118 мд по данным разведки и около 60 мд- по данным пробуренных эксплуатационных скважин, коэффициент нефтенасыщения - 0.635. Таким образом, коллектор имеет ухудшенные свойства, низкую нефтенасыщенность, которая свидетельствует о повышенном содержании в пласте рыхло связанной воды. Кроме того, пласт довольно изменчив в литологическом отношении.

Данные по коллекторским свойствам были получены по заключительному комплексу для разведочных скважин в открытом стволе

и включал в себя:

- **стандартный каротаж** с одновременной записью кривой ПС (КС+ПС), проводился по всему стволу скважин в масштабе 1:500, в интервале продуктивного пласта - масштаб записи 1:200. Для записи стандартного каротажа использовался подошвенный градиент-зонд А2.0М0.5N. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2.5 ОмМ/см, кривая ПС записывается в масштабе 12.5 мВ/см. Скорость регистрации до 1500 м/час;

- **боковое каротажное зондирование (БКЗ)** проводилось в продуктивной части разреза в масштабе глубин 1:200 комплектом подошвенных градиент- зондов: А0.4М0.1N, А1М0.1N, А2М0.5N, А4М0.5N, А8М1.0N. Масштаб записи 2.5 ОмМ/см, скорость регистрации до 1500 м/час;

- **микрозондирование (МКЗ)** выполнялось зондами А0.025М0.025N и А0.05М с одновременной записью кривых. Масштаб записи кривых 2.5 ОмМ/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации до 1000 м/час;

- **индукционный каротаж** проводился в интервале БКЗ, масштаб записи кривой проводимости -25 мСим/см, скорость записи -1500 м/час;

- **боковой каротаж (БК)** проводился в интервале записи БКЗ, масштаб записи кривых логарифмический, модуль логарифмирования равен 4. Скорость записи -1500 м/час;

- **радиоактивный каротаж (РК)** включал в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (НГК). Масштаб записи ГК- 1 мкр/ч/см, НГК - 0.1 у.е./см. Масштаб записи 1:500 по всему стволу, 1:200 - в продуктивной части разреза.

В канале ГК и НГК использовался счетчик NaJ размером 40*80 (30*70) (аппаратура РК5-76) или СИ-23Г (аппаратура СП-62).

- **акустический каротаж (АК)** проводился во всех скважинах в продуктивной части разреза. Масштаб записи кривых Т1 и Т2 -50 мксек/м, ΔТ - 20 мксек/м, А1 и А2 - 0.5 - 1дб/см, α - 0.5 в/см. Масштаб глубин -1:200, скорость регистрации - 800 м/час;

-**кавернометрия** проводилась по всему стволу скважины в масштабе

1:500, в продуктивной части разреза -1:200. Масштаб записи кривых 2 см/см, скорость регистрации 1500 м /час.

Геолого-геофизическая характеристика (планшет) скв.100 приведен на приложении В.

После цементации скважины, проведен комплекс исследований для оценки целостности обсадной колонны и качества цементирования. Комплекс включал в себя:

- метод радиоактивных изотопов;
- акустическая цементометрия (АКЦ);
- гамма-гамма-цементометрия и дефектоскопия (ГГДТ).

На заключительном этапе строительства скважины, перспективный интервал был вскрыт перфорацией зарядами ПК-105.

Комплекс геофизических исследований выполнен в достаточно полном объеме, контроль за качеством проводился Томской геофизической экспедицией по исследованиям в скважинах.

В результате длительной эксплуатации Крапивинского месторождения многие скважины обводнились. В следствии этого необходимым являлось, проведение ряда дополнительных промысловых исследований для выяснения причин обводнения скважин и определения источника обводнения.

С целью выявления причин обводнения скважин был тщательно проанализирован весь имеющийся материал по бурящимся и эксплуатационным скважинам, данные промыслово-геофизических и геолого-промысловых исследований.

В ранее проведенных геофизических исследованиях по определению эксплуатационных характеристик пластов применялся комплекс ПГИ, в который входили следующие методы:

Термометрия. Необходима для определения, как и источника обводнения эксплуатационной скважины, так и контроля интервалов перфорации. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

Резистивиметрия. Для определения состава флюида в стволе

скважины; определение в гидрофильной среде интервалов притоков воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки минерализации воды; разделение гидрофильного (нефть присутствует в воде в виде капель) и гидрофобного (в нефти в виде капель содержится вода) типов водонефтяных эмульсий. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

Плотнометрия. Для оценки плотности флюида в стволе скважины. Показания интенсивности рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные плотномером с помощью эталонировочных графиков, переводятся в значения плотности. Между интенсивностью и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

Барометрия. Для изучения градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно, и темпы выработки запасов нефти. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи нефти. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

Метод естественной радиоактивности. Для привязки диаграмм ПГИ по глубинам и выявления радиогеохимического эффекта продуктивных пластов. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

Магнитный локатор муфт. Для привязки диаграмм ПГИ по глубинам. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час

Акустическая цементометрия (АКЦ). Для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, количественной оценки сцепления цемента с обсадной колонной, качественной оценки сцепления цемента с горными породами. Скорость каротажа 1200 м/ч. Масштаб записи кривых Т 1 и Т 2 -50 мксек/м, ΔT -20 мксек/м. (приложение Г).

Гамма-Гамма-цементометрия и дефектоскопия (ГГДТ).

Для установления высоты подъема цемента за колонной; определения границ сплошного цементного камня, зоны смешивания цемента и промывочной жидкости. Скорость каротажа - не более 800 м/ч. Масштаб

1:500.

Термометрия, барометрия, влагометрия, резистивиметрия и магнитный локатор муфт пишутся одним спуско-подъемом: масштаб 1:200, на спуске - основной и контрольный замеры в интервале детальных исследований, скорость записи 600 м/час. Метод естественной радиоактивности: масштаб записи 1:200, скорость записи 200 м/час на подъеме.

Анализ результатов исследований в действующих и бурящихся скважинах с учетом промысловых данных позволил установить следующие причины и особенности обводнения пласта: влияние заводнения и переток воды из подошвенных нефтеводоносных и водоносных пропластков. Рассмотрим подробнее каждую из них.

Фактически часто организовывалось опережающее заводнение, когда скважины вводились под закачку воды на участках, где работали 20-50% фонда добывающих скважин. Несмотря на то, что в целом по пласту компенсация составляет 108,4%, на отдельных участках она достигла 200-300%.

Промыслово-геофизические исследования показали, что нагнетаемая в пласт вода движется по тонким наиболее проницаемым пропласткам (чаще в кровельной части). Это обстоятельство в условиях закачки больших объемов воды обуславливало высокую скорость продвижения воды на большие расстояния, в том числе и по участкам, где еще не было отборов жидкости.

Обводнение скважин осолоненной водой в первых рядах (250-500 м от нагнетательных скважин) наблюдалось через 20-30 суток после начала закачки воды. Как пример обводнения за счет продвижения фронта заводнения можно назвать скважины 190, 187, 128, 158, и др. Большинство этих скважин при освоении после бурения дали притоки воды. В процессе проведения каротажа во многих скважинах отмечалось искажение кривых ПС и КС, что свидетельствует о воздействии закачиваемой воды на расстояниях до 2,5 км, причем в зонах с отсутствием отборов жидкости. В скважинах,

расположенных на небольших расстояниях от нагнетательных, прорыв нагнетаемой воды несомненен. В скважинах же, удаленных от линии нагнетания на 2-2,5 км, механизм воздействия ППД представляется следующим. При превышении пластового давления на 30-45 атм. в сравнении с первоначальным, что и наблюдается в условиях опережающего заводнения, происходит срыв рыхло связанной воды и ее движение вместе с нефтью по наиболее проницаемым пропласткам впереди нагнетаемых вод к забоям бурящихся скважин.

В таких скважинах уже при освоении возможно наличие воды, при эксплуатации они обводняются быстрыми темпами. Так скважина 115 на третий месяц эксплуатации обводнилась до 50%, скважина 120 на второй месяц имела обводненность 97%, скважина 1179 за полгода эксплуатации обводнилась до 70%.

Вторая причина - обводнение скважин подошвенными водами. Наиболее обширная зона залежи с подошвенной водой расположена в западной части разбуриваемого участка. При освоении была получена вода в скважинах 116, 266, 101, 104, 120 и др. В этих скважинах подошвенная часть пласта мощность 2-3 метра отделяется от основной плотным пропластком, либо уплотненным глинистым песчаником. Вместе с тем в скважинах, где простреляна кровельная часть при наличии качественного цементного камня, скважины работают нефтью. Так, в скважинах 101 пласт прострелен в интервале 2536,6 - 2539,2м; в скважине 1201 - на отметках 2540,6 -2543,2м. Обводненность скважин составляет соответственно 5% и 8%.

Аналогичная ситуация наблюдается на юге разбуриваемого участка. Здесь реальная отметка ВПК находится на абсолютной глубине 2548 м. В скважинах 305, 143 была перфорирована кровельная часть пласта на отметке до 2545м и получены притоки нефти. В скважине 138 была получена вода при нижнем отверстии интервала перфорации на отметке 2551м из кровельной перфорированной части пласта 2783,6 - 2786,4м (ТМ, СТД). Подтверждением обводнения пласта вследствие влияния нагнетания в этой скважине является

водопроявления в процессе окончательного каротажа.

На примере скважин №№190 и 191 рассмотрим применение комплекса ПГИ для определения эксплуатационных характеристик пластов.

В результате исследования скважины №190 (рис.3.1) по термометрии отмечаются работающие мощности пласта в интервалах: 2638-2639.5 м и 2648-2656м. В интервале 2638-2639,5м из пласта поступает нефть. Это видно по методам состава притока: резистивиметрии и плотнометрии. Резистивиметрия: минерализация на фоне 13,2г/л после стравливания - 12,53г/л; плотнометрия: на фоновом замере плотность - 1г/см³ после стравливания - 0,95г/см³. В интервале 2648-2656м по термометрии отмечается работа неперфорированных водоносных коллекторов с глубины 2656 метров. Термометрия показывает приток из пласта по нижним дырам интервала перфорации, что говорит о работе нижележащих неперфорированных коллекторов. В притоке вода, признаков нефти по методам приток состава (резистивиметрии и плотнометрии) нет.

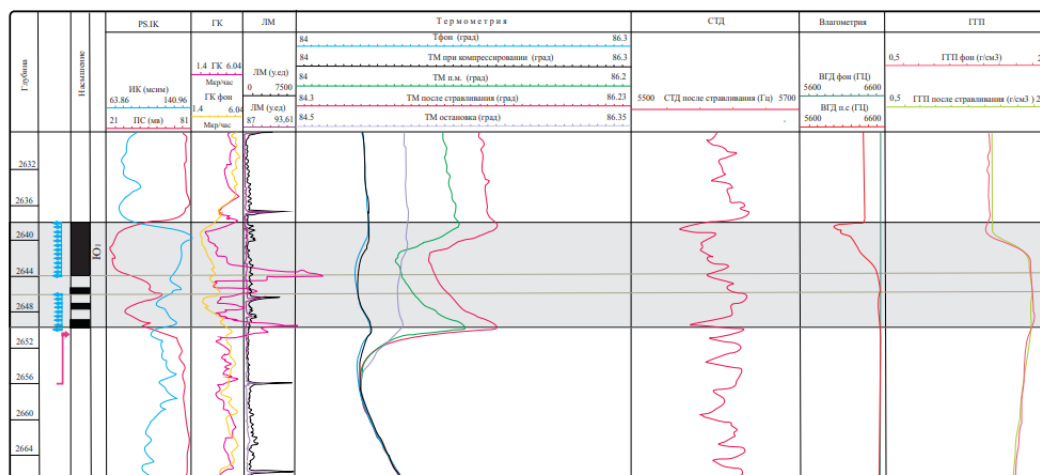


Рисунок 3.1 Результаты исследования на скважине №190

Таким образом, мы определили источник обводнения - переток воды по затрубью с выходом через нижние дыры фильтра перфорации из нижележащих водоносных горизонтов.

Скважина №191 (рис.3.2). По данным термометрии пласт Ю₁ работает

в интервале 2675м-2678м (замер термометрии после стравливания). Также работа пласта в этом интервале отмечается на фоновом замере резистивиметра (изменение его диаграммы на глубине 2678 м с 34,03 г/л до 22,8 г/л). После вызова притока методом компрессирования по термометрии отмечается поступление воды через забой, в виду изменения температуры в зумпфе скважины на 0,20°С и минерализации по сравнению с фоновым замером по всему участку детальных исследований. Таким образом, источником обводнения скважины №191 является негерметичность забоя.

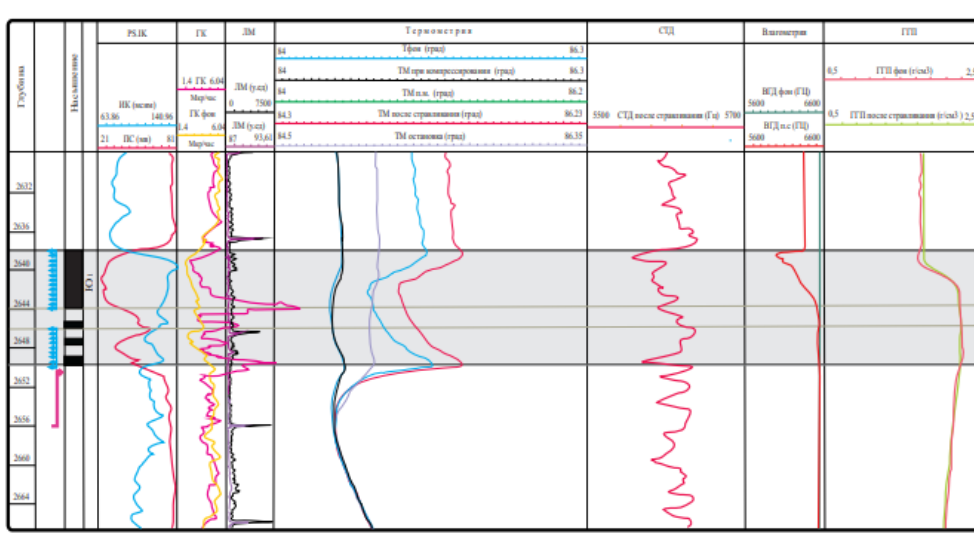


Рисунок 3.2 Результаты исследования на скважине №191

Таким образом, описанные выше комплексы работ позволяют однозначно оценить техническое состояние и герметичность колонны, а также определить, после вскрытия пласта, состав флюида и возможные межпластовые перетоки перед сдачей скважины в эксплуатацию

4. Основные вопросы проектирования

Площадь Крапивинского месторождения расположена в непосредственной близости от Федюшкинского и Игольско-Талового месторождений. Исходя из анализа ранее проведенных работ на этих месторождениях, основные перспективы связываются с пластом Ю_{13В} горизонта Ю₁ васюганской свиты.

Месторождение относится к сложнопостроенным в геологическом отношении и характеризуется литологической изменчивостью продуктивных

пластов, переслаиванием их с мощными водоносными горизонтами.

Особенностью разработки месторождения является значительное обводнение скважин уже на начальной стадии их эксплуатации. Так на 1 июля 2002 года из 335 скважин действующего фонда 210 работают с обводненной продукцией. Кроме того, 29 скважин пребывают в бездействии из-за полного обводнения.

При исследовании обводненных скважин методика работ должна исходить из ряда предварительных данных, позволяющих предполагать возможную причину обводнения. Необходимо учитывать местоположение скважины на структуре, мощность глинистых разделов между перфорированным и ближайшими к нему водоносными пластами и качество цементации эксплуатационной колонны, вероятность прорыва закачиваемых вод, располагать данными химического анализа, поступающей в скважину воды и причин их заводнения.

Выяснение причин и закономерностей интенсивного обводнения скважин Крапивинского месторождения имеет огромное практическое значение. Целесообразнее, провести комплекс геофизических исследований на герметичность затрубного пространства до и после вскрытия коллекторов, и, тем самым, своевременно провести в скважине ремонтные работы.

4.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Подготовка и контроль за разработкой нефтяных месторождений промышленно-геофизическими методами в последние годы развился в крупное самостоятельное направление промышленной геофизики со своей специфической методикой исследований, комплексом методов, аппаратурой и оборудованием.

Принципиально новыми являются способы изучения действующих скважин через лифтовые трубы и по межтрубному пространству малогабаритными приборами.

Под промышленно-геофизическими методами подготовки нефтяных месторождений подразумеваются все виды промышленно-геофизических

исследований скважин в пределах эксплуатируемой нефтяной залежи. Они включают все исследования, выполняемые в скважинах, с использованием каротажного кабеля и регистрирующей аппаратуры каротажной станции, с целью изучения физических свойств пласта, определения состояния цементного кольца, обсадной колонны и лифтовых труб, определения состава и скорости движения смеси в стволе, лифтовых трубах и межтрубном пространстве.

Комплекс ГИС определяется целевым назначением скважин (опорные, параметрические, оценочные, разведочные, эксплуатационные), особенностями геологического разреза, специфическими условиями бурения, характером ожидаемой информации.

При анализе ранее проведенных работ по нескольким скважинам, учитывая условия эффективного решения геологических задач можно порекомендовать следующие методы ГИС для определения качества цементирования, успешного проведения ПВР и контроля интервалов перфорации, а также определения эксплуатационных характеристик пластов-коллекторов Крапивинского месторождения.

Методы ГИС:

- 1.Метод радиоактивных изотопов
- 2.Гамма-гамма-цементометрия и дефектоскопия
- 3.Акустическая цементометрия.
- 4.Геофизическое сопровождение вторичного вскрытия коллекторов
- 5.Термометрия
- 6.Барометрия
- 7.Термокондуктивная расходометрия
- 8.Влагометрия
- 9.Резистивиметрия.
- 10.Плотнометрия

Гамма-метод и магнитный локатор муфт применяются для привязки диаграмм к разрезу.

Метод радиоактивных изотопов, применяющийся для контроля за качеством цементирования обсадных колонн, основан на регистрации интенсивности гамма-излучения радиоактивных изотопов, добавленных в цементный раствор при его приготовлении.

Этот метод позволяет выявить наличие цемента, определить высоту его подъема, выяснить характер распределения цемента в затрубном пространстве.

Наличие цемента и его уровень отмечаются повышенными значениями гамма-активности. Для более уверенной интерпретации необходимо иметь кривую гамма-метода необсаженной скважины.

Метод гамма-гамма-цементометрии обсаженных скважин основан на измерении плотности среды в затрубном пространстве непрерывно по периметру колонны либо по ее образующей через 90°.

Применяют для:

- установления высоты подъема цемента за колонной;
- определения границ сплошного цементного камня, зоны смешивания цемента и промывочной жидкости;
- выделения в цементном камне каналов и каверн, при условиях, что они захватывают не менее 10 % от площади сечения затрубного пространства, различие плотностей промывочной жидкости и цементного камня составляет более 0,5-0,7 г/см³, диаметр колонны меньше диаметра скважины не менее чем на 50 мм;
- оценки эксцентриситета обсадной колонны относительно оси скважины.

Результаты измерений не подлежат количественной интерпретации, если толщина зазора между стенкой скважины и колонной составляет менее 30мм или различия в плотностях цементной смеси и промывочной жидкости не превышают 0,3 г/см³ при отсутствии диаграмм плотности породы и кавернометрии по открытому стволу.

Акустическая цементометрия (АКЦ) основана на изменении

характеристик волновых пакетов, создаваемых источником с частотой 20-30 кГц, распространяющихся в колонне, цементном камне и горных породах. В качестве информативных характеристик используют:

- амплитуды A_k или коэффициент эффективного затухания α_k волны по колонне в фиксированном временном окне, положение которого определяется значением интервального времени Δt_k распространения волны в колонне, равного 185-187 мкс/м;

- интервальное время Δt_n и амплитуды A_n или затухание α_n первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;

- фазокорреляционные диаграммы;

Применяют для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, количественной оценки сцепления цемента с обсадной колонной, качественной оценки сцепления цемента с горными породами.

Термометрия является одним из основных методов.

Метод заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине. Измеряемая величина – температура (разность температур)-

в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$).

Измерения естественных полей выполняют:

- с целью определения естественной температуры пород, геотермического градиента, геотермической ступени;

- получения информации для учета температуры при интерпретации данных каротажа.

Разница полей, измеренных на этих режимах, зависит от времени пребывания скважины в покое. Она тем больше, чем меньший промежуток времени прошел после прекращения циркуляции промывочной жидкости в стволе скважине и других тепловых воздействий – заколонных перетоков, дросселирования нефти, газа и воды, прохождения фронта вод, закачиваемых в пласт и т.д .

Измерения искусственных полей ведут для:

- оценки технического состояния обсаженных скважин – определения высоты подъема цемента; выделение интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб;

- сопровождения процесса эксплуатации скважин в комплексе с другими методами определения «притока-состава» - выделения интервалов и профилей притоков и приемистости; установления обводненных интервалов в добывающих скважинах; определения интервалов внутриколонных перетоков; контроля за внутрислоевым горением, паротепловым воздействием и термозаводнением. Результаты измерений, в том числе естественных полей, полученные в установившемся режиме, используют при этом в качестве фоновых наблюдений.

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Применяют для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока-состава»).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

В **термокондуктивном индикаторе расхода** чувствительным элементом служит резистор, нагреваемый электрическим током, степень охлаждения которого движущимся потоком зависит от скорости движения

жидкости.

Эти индикаторы расхода наиболее чувствительны к изменению состава потока (присутствию в потоке, помимо нефти, воды или газа). Для учета характеристик потока, искажающих показания расходомеров, исследование скважин ими обычно производят в комплексе с измерениями приборами, фиксирующим состав и структуру жидкости в стволе скважины.

Сведения о составе жидкостей и газа, поступающих в скважину, необходимы для более точной интерпретации данных дебитометрии и расходомерии.

Физические свойства (удельное электрическое сопротивление, диэлектрическая проницаемость, плотность) жидкостей (нефть и вода) и газа, находящихся в стволах эксплуатационных действующих и остановленных скважинах, различны. В основу каждого геофизического метода для определения состава флюида в стволе скважины положена та или иная физическая характеристика. Состав флюидов может быть установлен с помощью электрометрии, радиометрии и термометрии. Наибольшее распространение получили электрические методы — резистивиметрия и влагометрия,

а также из ядерных методов – плотнометрия.

Плотнометрия. Измерение плотности жидкости в колонне основано на оценке поглощения жидкости направленного на приемник излучения потока гамма-лучей. Для измерений применяют прибор, называемый гамма-плотномером, содержащий детектор и источник мягкого гамма-излучения. Обычно в качестве источника гамма-излучения применяется тулий-170. Пространство между источником и детектором свободно промывается жидкостью. Расстояние между источником и детектором (зонд) обычно

не превышает 30-50 см. Поток гамма-квантов в этом пространстве коллимируется (направляется строго на детектор) свинцовым экраном с отверстием.

Показания интенсивности рассеянного гамма-излучения, зарегистрированные плотномером, с помощью эталонировочных графиков переводятся в значения плотности. Между интенсивностью и плотностью изучаемой среды существует обратная связь. Следовательно, на кривых плотногограммы переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения.

В виду того, что одной из главных задач геофизических исследований на Крапивинском месторождении является определение местоположения в продуктивном разрезе возможно обводненных пластов, то основным методом комплекса является термометрия. А если учесть, что обводненные пласты выделяются одновременно с исследованием работающих нефтью пластов, поэтому в комплексе ПГИ входят помимо термометрии метод термокондуктивной расходомерии. Важное значение в данном случае имеют методы, определяющие состав жидкости в стволе скважины – влагометрия, плотнометрия и индукционная резистивиметрия.

Резистивиметрия. Для получения кривой удельного электрического сопротивления флюида по стволу скважины используются индукционный резистивиметр. Индукционный резистивиметр представляет собой две тороидальные катушки, одна из которых является генераторной и возбуждает в исследуемой среде вихревые токи частотой 100 кГц, а другая – приемной. Вихревые токи циркулируют в вертикальных плоскостях и пронизывают внутренний и внешний объем жидкости, омывающий датчик. Величина ЭДС, регистрируемая приемной катушкой, пропорциональна электропроводности жидкости. Используемые на практике индукционные резистивиметры позволяют измерять электропроводность жидкости от 0,1 до 30 См/м с погрешностью не более 5%. Максимальные рабочие температуры 100°C, давление 30 МПа.

Индукционную резистивиметрию применяют для: определения состава флюида в стволе скважины; определения в гидрофильной среде интервалов притоков воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки

минерализации воды; установление мест негерметичности колонны; разделения гидрофильного (нефть присутствует в воде в виде капель) и гидрофобного (в нефти в виде капель содержится вода) типов водонефтяных эмульсий; определения капельной и четочной структур течения для гидрофильной смеси.

Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Первая смесь характеризуется весьма низким электрическим сопротивлением, близким к сопротивлению воды, вторая - весьма высоким электрическим сопротивлением, близким к сопротивлению нефти.

Влагометрия. Влагометрия дает возможность определять состав флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 50 до 80, нефти – от 2 до 4, газа 1, что позволяет разделять эти среды и оценивать их содержание в смеси. Повышение содержания воды в нефти существенно увеличивает диэлектрическую проницаемость смесей.

Величина диэлектрической проницаемости флюидов измеряется скважинными приборами - диэлектрическими влагомерами, представляющие собой измерительный RC- генератор, в колебательный контур, которого включен измерительный проточный конденсатор. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная смесь. На показания влагомеров большое влияние оказывают состав и свойства нефти, структура водонефтяной смеси.

Данный метод в основном хорош при применении в гидрофобной среде (вода в нефти), в отличие от наших условий работы в гидрофильной среде. Но он необходим для установления границы нефти и воды или их смесей по снижению показаний при переходе от водоносной зоны к нефтеносной. Также при объемном содержании воды в продукции свыше 40-60% метод практически не реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания.

Комплекс методов, состоящий из термометрии, термокондуктивной расходомерии, влагометрии, индукционной резистивиметрии и плотнометрии является наиболее оптимальным из всех применяемых геофизических методов для определения источника обводнения, профиля и состава притока. Для привязки материалов ПГИ по глубинам и выявления радиогеохимического эффекта продуктивных пластов будет применяться метод естественной радиоактивности и магнитный локатор муфт. Также в комплекс методов входит барометрия. Основная задача барометрии эксплуатационных скважин – изучение градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно, и темпы выработки запасов нефти. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи нефти.

Информация о давлении в залежи, получается, по результатам систематических измерений давления в скважинах. Анализ изменения давления по площади на определенную дату эксплуатации скважин позволяет судить об энергетическом состоянии, залежи.

В эксплуатационных и нагнетательных скважинах давление на глубине против середины работающей толщины пласта называется забойным давлением. При отсутствии отбора или нагнетания жидкости в пласт забойное давление называется пластовым давлением. При отборе жидкости из скважины забойное давление становится меньше пластового на величину депрессии, при нагнетании в пласт воды - превышает пластовое давление на величину репрессии.

При нахождении источника обводнения существует множество условий, при которых приходится решать эту задачу, во-первых, это наличие полного диапазона изменения обводненности – от 0 до 100% – и различная чувствительность методов определения состава флюида к разным величинам обводненности продукции и т.д. Так, например, влагометрия более чувствительна, чем плотнометрия, к малым и средним и практически нечувствительна к высоким (более 60-80%) содержания воды. Плотнометрия

слабо отражает притоки нефти при высокой обводненности, особенно при измерениях через застойную воду. Кроме того, для определения содержания воды этим методом нужно обязательно знать ее минерализацию (плотность). Индукционная резистивиметрия имеет хорошую чувствительность к слабым притокам нефти при высокой обводненности продукции, а также к изменению минерализации воды, которую необходимо учитывать при интерпретации. Особенно эффективно применение ее при исследовании низкодебитных скважин, которыми считаются часть скважин Крапивинского месторождения в которых обычно против перфорированных пластов находится столб застойной воды и нефть барбортирует через него.

При исследовании скважин №№116 и 109 для вызова притока в виду их низкодебитности использовался компрессорный метод. Но в виду того, что эффективность исследования скважин при возбуждении компрессором существенно ниже чем при возбуждении их другими способами, то для вызова притока будем использовать метод свабирования (отгартывание жидкости из ствола скважины). В виду того, что исследования в скважине будут производиться возможно после капитального ремонта, то при этом необходимо отобрать жидкость глушения большой плотности. Метод свабирования является наиболее эффективным и безопасным при выводе скважины на режим работы, так как он позволяет отобрать неограниченное количество флюида вплоть до получения стабильного притока пластовой жидкости.

4.2 Методика и техника геофизических работ

Геофизические работы в исследуемой скважине выполняются согласно выбранного комплекса методов (гл.2.2). Этот комплекс согласуется с заказчиком, при этом составляется план работ, в котором указывается: цель работ, решаемые задачи, геолого-технические характеристики скважины и технология проведения работ.

Для производства геофизических исследований Заказчик подает заявку в ЦИТС с указанием даты и времени ее выполнения.

При подаче заявки Заказчик должен представить следующие обязательные сведения:

- площадь, номер куста, скважины;
- полное наименование организации, выдавшей заявку;
- цель исследования, особые условия работы;
- искусственный забой;
- глубина спуска колонны, диаметр;
- глубина спуска насосно-компрессорных труб (НКТ);
- наличие воронки на конце НКТ;
- тип перфорации и количество отверстий;
- альтитуда ротора;
- максимальный угол наклона скважины;
- дебит (расход) при установившемся режиме работы скважины;
- давление буферное, затрубное;
- давление пластовое, забойное;
- диаметр штуцера;
- содержание в продукции воды, в %;
- минерализация, в г/см³;
- осложнения, имевшие место при ранее проводившихся исследованиях, оставления приборов, кабеля, проволоки;
- даты, содержание и результаты проводившихся ранее капитальных ремонтов скважины;
- наличие электроэнергии;
- мероприятия, проводившиеся в скважине (кислотная обработка, закачка метанола и т.д.).

После получения акт-наряда начинаются подготовительно-заключительные работы на базе.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Проведение геофизических исследований и работ предусматривает

последовательное выполнение операций, обеспечивающих получение первичных данных об объекте исследований, которые пригодны для решения геологических, технических и технологических задач на количественном и/ или уровнях, и включает в себя:

- выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);
- тестирование наземных средств и приборов;
- формирование объекта исследований;
- полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
- проведение спускоподъемных операций для регистрации первичных данных;
- полевые калибровки приборов после измерений;

Выполнение операций фиксируется файл-протоколом, который формируется регистратором компьютеризированной каротажной лаборатории без вмешательства оператора и содержит данные по текущему каротажу: номер спускоподъемной операции, наименование и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера. Комплекс промыслово-геофизических работ выполняется в соответствии с выбранным технологическим планом для предэксплуатационных скважин в закрытом стволе.

Таблица №4.2.1

Виды геофизических исследований и типы применяемой аппаратуры

Вид исследования	Аппаратура
ГГ-цементометрия и дефектоскопия (ГГДТ)	СГДТ-2
Акустическая цементометрия (АКЦ)	МАК-2
Перфорация	ЗПК-105
ГК, МЛМ, барометрия, термометрия	Гранит - Оникс
Метод радиоактивных изотопов Резистивиметрия, влагометрия	
Плотнометрия	ПЛ-1

Исследования проводятся станцией Оникс, геофизическим кабелем типа КБ-3, КГБ-6.

Поскольку технологическая схема проведения исследований была составлена с целью успешной сдачи скважины в эксплуатацию, прежде всего необходимо выявить нарушения качества цементирования затрубного пространства, которые были допущены в процессе строительства скважины.

А это может быть: минимальная высота подъема цементной смеси, неудовлетворительная степень заполнения затрубного пространства цементом и его сцеплением с обсадной колонной и горными породами, наличие в цементе вертикальных каналов и интервалов вспученного (газонасыщенного) цемента, а также износ обсадных труб в следствии коррозии.

Комплекс МРИ, АКЦ, ГГДТ выполняют только после спуска кондуктора, промежуточной (промежуточных) и эксплуатационной колонн по всей их длине, и, лишь спустя 16-24 ч по окончании цементирования, полного схватывания цемента и разбуривания стоп-кольца.

Метод радиоактивных изотопов

Работы с мечеными растворами являются радиационно опасными, так как радиоактивные вещества применяются в жидком или газообразном состояниях, создающих при их утечке потенциальную опасность радиоактивного загрязнения людей, промышленного оборудования и окружающей среды. Их выполняют, руководствуясь специально разработанными инструкциями, регламентирующими обеспечение радиационной безопасности, предотвращение и локализацию возможных радиоактивных загрязнений, учет индивидуальных доз облучения персонала, санитарную обработку людей, имеющих радиоактивное загрязнение кожных покровов, и дезактивацию оборудования.

Приготовление меченых растворов производят непосредственно на скважине с помощью насосного агрегата. Предварительно подготавливают вещества с повышенной гамма-активностью: изотоп натрия – в транспортируемой активационной установке, облучая двууглекислый

натрий (Na_2CO_3) каротажными ампульными нейтронными источниками суммарной активностью (2-5) 107 нейтронов в секунду в течение 45 ч.

Для выделения интервалов поглощения меченых жидкостей необходимо выполнить измерения ГК по крайней мере, трижды: до начала воздействия; после попадания жидкостей в породы или в затрубное пространство; после промывки скважины от следов меченого вещества.

Реально выполняют 3-7 записей, прослеживая продвижение меченых жидкостей в исследуемом интервале.

В исследуемый интервал меченую жидкость продавливают с помощью насосного агрегата, контролируя ее перемещение прибором ГК, опущенным в скважину через лубрикатор.

Выделение поглощающих пластов (места повреждения обсадной колонны) ведут по положению аномалий естественной гамма-активности, выявленных в результате контролируемого воздействия.

Место повреждения колонны отмечается резким изменением показаний ГК и его стабильным положением во времени.

Интервал заколонного перетока определяется как интервал между местом негерметичности и поглощающим пластом. Его выделяют по появлению еще одной аномалии и постепенному снижению ее амплитуды во времени в границах поглощающего пласта.

Гамма-Гамма-цементометрия и дефектоскопия (ГГДТ).

Исследования проводят только при полной готовности скважины, о чем партию должна проинформировать бригада ПРС или КРС.

Измерения в скважине ведут в режимах общих и детальных исследований.

Скорость каротажа - не более 800 м/ч и 300 м/ч соответственно.

Общие исследования проводят от забоя до отметки, которая находится на 200 м выше уровня (головы) подъема цемента. Масштаб: 1:500.

Детальные исследования проводят в продуктивных отложениях и в интервалах детальных исследований гамма-гамма-толщинометрией.

Масштаб: 1:200.

Повторные исследования выполняют в интервале детальных исследований.

Дискретность регистрации по глубине для общих и детальных исследований должна составлять 0,2м. При большой дифференциации показаний, необходимо провести повторные измерения длиной 50м в этом интервале. В пределах интервала повторной записи должно находиться не менее двух магнитных меток глубин. Для интервалов исследований протяженностью менее 100м повторное измерение проводят по всей длине интервала.

Акустическая цементметрия (АКЦ)

Методические требования проведения исследований методом АКЦ аналогичны ГГДТ. Дополнительные требования:

Время проведения измерений определяется длительностью формирования цементного камня. Для нормальных цементов оно составляет не менее 16-24ч.

Коэффициент усиления электронной схемы скважинного прибора выбирают таким образом, чтобы в диапазоне оцифровки акустических сигналов сохранялся минимальный уровень шумов, вызванных движением прибора, а сигналы регистрируемых волн не ограничивались.

Правильность выбора контролируют по экрану монитора, на котором отображаются волновые пакеты двухэлементных измерительных зондов, фазокорреляционные диаграммы (ФКД) и значения Δt_k и Δt_n в точке исследования. Скорость каротажа не более 1200м/ч. Масштаб записи кривых Т 1 и Т 2 -50 мксек/м, ΔT -20 мксек/м.

Критерии, специфичные для АК, следующие:

Значение интервального времени (Δt_k) продольной волны в незацементированной обсадной колонне должно находиться в пределах 185-187 мкс/м, затухания- в пределах 1-5 дБ/м. В интервале между муфтами кривая интервального времени и фазовые линии на ФКД должны представлять собой

устойчивые прямые линии, параллельные оси глубин.

Повторяемость на основной и повторной записях значений величин Δt_k и Δt_n , осредненных на участках длиной в 3м и более, должна быть не хуже $\pm 5\%$ в зацементированных интервалах и $\pm 3\%$ – на незацементированных участках обсадной колонны, кривые амплитуд и затухания - не хуже $\pm 10\%$.

При наличии обоснованных предположений о неудовлетворительном состоянии обсадной колонны и цементного камня, необходимо немедленно сообщить главному геологу о невозможности дальнейшего проведения работ.

4.3 Аппаратура и оборудование

Геофизические исследования в проектируемой скважине будут выполняться скважинными приборами, которые приведены в табл.№4.2.1. При непосредственном участии каротажного подъемника, оборудования для свабирования и герметизации устья скважин.

Скважинные приборы находятся в исследуемой среде и с помощью датчиков выдают на поверхность по кабелю информацию, которая обрабатывается наземной частью аппаратуры. Перемещение скважинного прибора по стволу скважины осуществляется с помощью спуско-подъемного механизма каротажного подъемника. Возможность проведения геофизических работ в рабочем режиме скважины обеспечивается оборудованием герметизации устья, позволяющим выполнять спуско-подъемы приборов на кабеле под давлением.

Каротажный подъемник предназначен для спуска-подъема геофизических приборов в скважинах на грузонесущем одножильном кабеле. Он состоит из следующих узлов: лебедки с элементами ее управления; редуктора; коробки отбора мощности; панели с контрольно-измерительными приборами и сигнализирующими устройствами. Кузов подъемника разделен на лебедочное отделение и кабину лебедчика. Каротажный подъемник расположен на шасси автомобиля УрАЛ-4320.

В лебедочном отделении установлены: лебедка, коллектор, кабелеукладчик, ролики блок-баланса, оборудование для свабирования,

лубликатор, привентор и другое вспомогательное оборудование. В кабине лебедчика расположены: рычаг управления лебедкой, штурвал привода кабелеукладчика, контрольная панель подъемника, силовой электроблок, дублер управления двигателем автомашины, двухскоростной редуктор и регистрирующая и обрабатывающая станция ОНИКС.

Основной узел подъемника - лебедка, на которую наматывается геофизический кабель. Привод лебедки осуществляется от двигателя автомашины через коробку отбора мощности, карданную передачу, двухскоростной редуктор и двухрядную цепную передачу. Направление кабеля в скважину и измерение его длины осуществляется мерным и верхним роликами, несущими всю механическую нагрузку от веса глубинного прибора и кабеля, которые находятся в скважине, нагрузка определяется по показаниям тензометрического датчика натяжения, который крепится на мерном ролике. Без датчика натяжения свабирование запрещено.

Коллектор представляет собой систему вращающихся колец и скользящих по ним контактных щеток и служит для соединения токонесущих жил кабеля с измерительной аппаратурой станции. Для дистанционной передачи вращения мерного ролика применяется система электрических моторов-сельсинов. С их помощью осуществляется синхронность движения прибора и диаграммы регистрирующей аппаратуры.

Для спуска различных: приборов в скважину используют грузонесущие кабели, которые выполняют функции канала связи между прибором и наземной аппаратурой и несут механическую нагрузку. Эти кабели должны обладать достаточной прочностью, гибкостью, иметь низкое электрическое сопротивление токопроводящих жил и хорошую изоляцию, иметь броневое покрытие, обладающее стойкостью в агрессивной среде.

Для производства геофизических работ, а также для свабирования скважины применяют лубликатор и герметизатор геофизического кабеля. Лубликатор представляет собой несколько герметично свинчиваемых между собой труб, оканчивающихся с одной стороны флянцем для подсоединения

к фонтанной арматуре, а с другой - резьбовым соединением для сочленения с герметизатором кабеля. В качестве герметизатора кабеля будет применяться затвор устьевой гидравлический ЗУГ-6 с масляной станцией для активизации его работы.

Для проведения промыслово-геофизических исследований будет использоваться аппаратно-методический комплекс ГРАНИТ-ОНИКС, который в 2002 году поступил в ОАО «СГК» для внедрения. И зарекомендовал себя: как надежная скважинная аппаратура и регистрирующая и обрабатывающая станция, которая позволяет непосредственно при работе на скважине оценить качество получаемого материала и выдать предварительное заключение. Он включает в себя модульную многоканальную скважинную аппаратуру ГРАНИТ, регистрирующий и обрабатывающий комплекс ОНИКС.

Комплекс состоит из компьютера типа IBM PC (Note-book, промышленный компьютер), термоплоттера, интерфейсного блока, программного обеспечения управления этим блоком и системы обработки данных. Имеется выносной пульт машиниста для контроля глубины и скорости движения прибора.

Комплекс ОНИКС обеспечивает:

- питание скважинных приборов от встроенного программно-управляемого источника;
- прием информации от скважинных приборов при использовании кодоимпульсной, частотной или времяимпульсной системы модуляции;
- передачу по кабелю командных сигналов для управления скважинной аппаратурой;
- прием по шести каналам, оцифровку и регистрацию аналоговых сигналов;
- прием сигналов датчиков глубины и натяжения кабеля.

Общее управление комплексом осуществляется ведущей ЭВМ, связанной с интерфейсным блоком последовательным каналом через серийный порт. Оператору ведущего компьютера предоставлена возможность

программно контролировать и устанавливать необходимые параметры питания скважинной аппаратуры, режимы декодировки информации скважинных приборов, конфигурацию и тип датчиков глубины и т.д.

Скважинная аппаратура ГРАНИТ будет состоять из двух модулей: К-5 и ПРИТОК.

Модуль К-5 предназначен для преобразования значений давления, температуры, влагосодержания, уровня гамма-излучения и магнитной неоднородности обсадной колонны в кодоимпульсный сигнал.

Диапазоны преобразования:

- давления-от 0,1 до 60 МПа;
- температуры -от 5 до 120 град.С;
- содержания воды в стволе скважины - от 0 до 100%;
- значения МЭД естественного гамма-излучения -от 7×10^{-14} до 7×10^{-11} А/кг (от 1 до 1000 мкР/ч).

Отношение выходного сигнала локатора муфт не центрированного модуля при прохождении муфты к сигналу фона неперфорированного участка трубы - не менее 1:5.

Параметры питания:

Интервал напряжений питания модуля - от 30В до 40В. Потребляемый ток-не более 0,08 А. Максимальное напряжение, при котором модуль работоспособен в течение не более 5 мин -100 В. Габаритные размеры и масса, не более: диаметр - 38 мм; длина -1125 мм; масса- 5 кг.

Модуль ПРИТОК предназначен для преобразования значений уровня акустических шумов, скорости потока по термоанемометру, минерализации скважинной жидкости в кодоимпульсный сигнал.

Диапазон преобразования, не менее:

- изменения скорости движения скважинной жидкости (термоанемометр) -от 10 до 1000 м/ч..

-интенсивности акустического шума в полосе частот 0,2 ... 20 кГц - 50 дБ.

- удельной проводимости 1 ... 150 См/м.

Параметры питания:

-интервал рабочих напряжений питания модуля – от 30В до 40В; напряжение питания, свыше которого происходит отключение нагревателя термоанемометра- 40В; потребляемый ток- не более 0,15А; максимальное напряжение, при котором модуль работоспособен в течение не более 5 мин. - 100В. Габаритные размеры и масса: диаметр-38 мм, длина -620мм; масса - 3,6кг.

Собранная из двух модулей скважинная аппаратура позволяет за один спуско-подъем записать следующие диаграммы: термометрии, барометрии, влагометрии, гамма-метода, магнитного локатора муфт, термокондуктивной дебитометрии и резистивиметрии.

Аппаратура работает со всеми типами геофизических кабелей, снабженных кабельными наконечниками типа НК1-36.

Прибор ПЛ-1 с источником мягкого излучения Тулий-170 будет использоваться для записи диаграмм плотности флюида в стволе скважины.

В приборах акустической цементометрии используются короткие трехэлементные измерительные зонды с расстоянием между ближайшими излучателем и приемником от 0.7 до 1.5 м и базой зондов (расстояние между приемниками) – в пределах 0.3-0.6 м.

Требования к измерительным зондам:

- диапазон измерения интервального времени – 120-160 мкс/м;
- диапазон измерения коэффициента затухания – 0.5-40 дБ/м;
- основная относительная погрешность измерения интервального времени – не более $\pm 1-3\%$ (в зависимости от типа прибора);
- основные абсолютные погрешности измерений амплитуд и эффективного затухания – не более ± 0.1 А и ± 3 дБ/м соответственно;
- дополнительные погрешности измерений, вызванные изменениями напряжения питания на $\pm 10\%$, давления на 1 МПа и температуры на 10°C относительно стандартного значения, равного 20°C , не должны превышать

0.3;0.01 и 0.1 значений основных погрешностей.

В скважинных приборах гамма-гамма-цементометрии и дефектометрии применяют несколько более сложные измерительные зонды: многоканальные центрированные с несколькими (не менее трех) детекторами, расположенными симметрично относительно оси зонда и взаимно экранированными; одноканальные центрированные с вращающимся во время измерения с заданной угловой скоростью экраном, обеспечивающим коллимацию гамма-излучения в радиальном направлении в пределах 30-50°.

Основные требования к измерительным зондам:

- диапазон измерения плотности среды в затрубном пространстве – 1.0-2.0 г/см³;
- основная абсолютная погрешность измерений – не более ± 0.15 г/см³;
- дополнительные погрешности за счет изменения напряжения питания прибора на $\pm 10\%$ и температуры на 10 °С относительно стандартного значения, равного 20 °С, – не более 0.2 значения основной погрешности для каждой характеристики;
- скорость вращения измерительного зонда – не менее 5 оборотов в минуту;
- взаимное влияние каналов – не более $\pm 3\%$.

4.4 Метрологическое обеспечение проектируемых работ

Одним из важнейших компонентов, определяющих качество результатов ПГИ, является метрологическое обеспечение измерений физических параметров в скважине. Широкое внедрение государственной системы обеспечения единства измерений позволяет гарантировать нормированную точность применяемых средств измерений и предусматривает применение аттестованных и стандартизированных методик выполнения измерений. Метрологическая служба ОАО «СГК» осуществляет пока только контроль нормированной точности скважинной аппаратуры.

Качество средств измерений определяют при поверке и аттестации.

Средствами контроля точности скважинной аппаратуры являются стандартные образцы жидкости. Для калибровки резистивиметров используется пять емкостей с водой различной минерализацией и показания резистивиметра в воздухе, соответствующие 0Смм. Калибровка плотномера ПЛ-1 производится по шести средам: бензин, соляра, пресная вода и соленая вода разной концентрации.

Вся имеющаяся измерительная аппаратура предприятия включается в годовой график калибровок. Межповерочный период для каждого вида аппаратуры определяется его технической инструкцией, а также после ремонта или замены элементов схемы или датчиков. Плотномер ПЛ-1 необходимо поверять раз в 15 дней в виду снижения активности источника ионизирующего излучения Тулий-170. Кроме этих поверок плотномер ПЛ-1 калибруется перед каждым замером в эталонировочной трубе, соответствующей диаметру скважины в пресной воде.

Перфорационные стволы ЗПК должны быть без трещин и корпусных дефектов.

Скважинный прибор СГДТ требуется поверять один раз в три месяца. Основным средством первичной и периодических калибровок являются отрезки стальных труб разного диаметра и толщин стенок, установленные в емкости с водой и зацементированные в нижней части.

Основным средством калибровки прибора МАК-2 является поверочная базовая установка УПАК-2, содержащая аттестованный волновод акустических колебаний (отрезок или несколько отрезков стальных труб, разрезанных вдоль).

Результат калибровки (признание аппаратуры годной или негодной) оформляется протоколом, на основании которого выдается свидетельство о калибровке аппаратуры, если результаты калибровки положительны. При отрицательных результатах калибровки аппаратура не допускается к применению. В протоколе калибровки указывается все результаты измерений и обработки этих результатов с оценкой значения погрешности

аппаратуры.

В свидетельстве о калибровке, помимо заключения о годности, указывается оценка погрешности проверяемой аппаратуры.

Госнадзор за деятельностью метрологической службы предприятия осуществляется окружным центром стандартизации и метрологии РФ.

4.5 Интерпретация геофизических данных

При исследовании планируемой скважины будет применяться аппаратно - методический комплекс ГРАНИТ-ОНИКС, в котором применяется автоматизированная система обработки данных промыслово-геофизических исследований. Она представляет широкие возможности по обработке исходных данных.

Система обработки имеет три уровня: операторы, микропрограммы и макропрограммы. Для ручной обработки и преобразования кривых или групп кривых служит аппарат микропрограмм. Микропрограмма представляет собой совокупность (последовательность) методов обработки, выбранных из библиотеки. Обработке могут быть подвергнуты все открытые в данный момент кривые или только некоторые из них.

Система ОНИКС включает в себя следующие программы для обработки данных промыслово-геофизических исследований.

Программа для уточнения привязки зарегистрированных данных по глубине решается следующим образом. Для взаимной увязки по глубине всех комплексных замеров, сделанных в процессе исследования скважины, используются кривые гамма-фона и ЛМ. В каждом замере должен регистрироваться по крайней мере один из этих параметров. Затем все кривые ЛМ привязываются по абсолютной глубине к опорным кривым локатора или гамма-фона. В результате в каждом замере появляется привязанная по глубине кривая ЛМ. Все остальные диаграммы комплексного замера привязываются к кривой ЛМ при первичной обработке замера. Описанный процесс автоматизирован и выполняется программой обработки диаграмм ЛМ. Эта же программа формирует усредненную кривую, отфильтровывает

сигналы муфт колонны и выявляет признаки перфорации.

Первичная обработка. Программа предназначена для первичной обработки комплексных замеров, зарегистрированных аппаратурой типа ГРАНИТ, КСАТ или другой многоканальной аппаратурой. Программа содержит четыре основных функциональных блока- блок привязки по глубине, блок фильтрации, блок обработки параметров, блок вывода.

Привязка всех диаграмм комплексного замера по глубине производится к одной из предварительно привязанных диаграмм. Как правило, в качестве опорной используется диаграмма локатора муфт. Однако пользователю представляется возможность выбрать в качестве опорной любую диаграмму из замера. В системе, регистрации ОНИКС поправки на точки записи датчиков вводятся на стадии записи протоколов.

Блок фильтрации предусматривает проверку всех диаграмм относительно наличия помех типа аппаратурных сбоев и устранение таких помех.

Блок обработки предназначен для нахождения градиента температуры, плотности по диаграмме давления и корректировки диаграммы СТД относительно температуры среды. Градиент температуры вычисляется в градусах Цельсия на 100 метров. Гладкие участки градиент-термограммы подвергается фильтрации с целью устранения неинформативных флюктуаций, портящих вид кривой.

Плотность вычисляется как градиент давления с усреднением на базе примерно 2 м. Для удобства графического представления значения плотности при выводе на экран умножаются на десять. Вычисленная таким образом плотность близка к истинной. При обработке диаграмм СТД осуществляется вычисление показаний датчика температуры из показаний датчика СТД. Поскольку обычно датчик СТД более инерционен, чем датчик температуры, показания последнего перед вычитанием пропускаются через интегрирующий фильтр, увеличивающий эквивалентную постоянную времени 2 с. Перед обработкой диаграмм СТД проверяют наличие перегрева

датчика относительно температуры среды. Если перегрев меньше 2 градусов, то диаграмма отбраковывается. О чем выводится сообщение в заключении. Кроме перечисленных видов обработки программа определяет остановку или начало движение прибора в нижней части интервала исследований. Нижняя граница интервала, соответствующая движению прибора, определяется по относительно низкому уровню флюктуаций на диаграмме ЛМ или переходу на низкий градиент давления.

Блок вывода формирует заключительный отчет, состоящий из графической части и текстовой. В текстовой части указываются условия замера и выводится таблица значений основных параметров на характерных глубинах – выше и ниже НКТ, выше и ниже перфорации, а также максимальные и минимальные значения параметров в замере. Блок вывода регистрирует факт обработки замера программой PRIME в файле ???-!!!.buf. Это, в частности, позволяет избежать проблем с обработкой СТД при повторном запуске программы. В этот же файл записывается глубина остановки (начала движения) прибора. Это значение используется в других программах обработки.

Задача выявления закалонного движения флюида. Программа предназначена для совместной обработки серии термограмм, зарегистрированных при различных режимах работы скважины. Основной решаемой задачей является выявление заколонной циркуляции флюида (далее ЗКЦ) ниже перфорации (в зумпфе скважины).

В основе решения указанной задачи является анализ градиента температуры и его изменения при изменении забойного давления. В отсутствие движения жидкости ниже перфорации градиент температуры близок к геотермическому и остается таким при всех режимах работы скважины. Движение жидкости нарушает геотермическое распределение температуры. Нарушение касается как абсолютной температуры, так и градиента температуры. Надежно отследить отличие абсолютного распределения температуры в зумпфе от геотермического в большинстве

случаев не представляется возможным. Изменение зарегистрированного распределения температуры при изменении забойного давления в определенных пределах может являться следствием адиабатического эффекта и дрейфа измерительных характеристик аппаратуры. Поэтому в качестве признаков при выявлении ЗКЦ в данной программе использовано не изменение абсолютной температуры, а изменение первой и второй производной температуры по глубине. По той же причине для дальнейшего сравнительного анализа термограммы целесообразно совместить в той части зумпфа, где отсутствуют признаки движения флюида.

Программа содержит следующие основные блоки – блок ввода, блок выявления признаков ЗКЦ и блок вывода.

Блок ввода предусматривает совместную обработку до восьми термограмм. При вводе замеров следует иметь в виду, что генерируемые в процессе работы программы файлы геотермы, разности второй производной температуры по глубине и кривой накопления признаков ЗКЦ записываются в директорию первого введенного замера. Для облегчения поиска этих файлов рекомендуется придерживаться порядка ввода в соответствии с очередностью замеров. Нужно иметь в виду также и то, что при совмещении термограмм в зумпфе в качестве опорной используется именно первая из введенных термограмм. После завершения ввода замеров запрашивается среднее значение геотермического градиента, которое будет использовано для построения геотермы и при анализе распределений температуры в зумпфе.

В качестве признаков ЗКЦ используются двукратное превышение реального градиента температуры относительно среднего геотермического, отрицательное значение градиента и изменение второй производной температуры сверх допустимых пределов. Наличие этих признаков в каждой точке и для каждого замера суммируются, и в результате получается кривая, отражающая достоверность вывода о наличии в интервале ЗКЦ.

После анализа термограмм и выявления интервала перетока, если таковой обнаружен, пользователю предлагается промежуточный отчет,

графическая часть которого содержит все введенные термограммы в одинаковом масштабе, кривую расхождения вторых производных в комплексе замеров и кривую накопления признаков ЗКЦ. Кроме того, на экране отображается нижняя граница интервала с признаками ЗКЦ и рекомендуемая глубина совмещения термограмм в зумпфе. Целью предъявления промежуточного отчета является не только контроль работы программы по выявлению ЗКЦ, но и принятие решения о выполнении операции совмещения термограмм и о глубине, на которой будет произведено совмещение. После просмотра промежуточного отчета пользователю предоставляется возможность отказаться от совмещения термограмм или указать вместо рекомендуемой другую глубину совмещения.

Блок вывода формирует графическую и текстовую часть заключительного отчета. В графическую часть отчета выводятся все термограммы после совмещения и отображение интервала ЗКЦ. В текстовую часть выводятся все данные об условиях измерений и заключение. В случае обнаружения ЗКЦ в заключении указывается интервал перетока, перечисляются признаки, на основании которых сделан вывод о наличии ЗКЦ и дается оценка достоверности вывода в процентах.

Выявление притоков по диаграммам термоиндикаторов. Программа предназначена для выявления притоков по диаграммам термоиндикатора СТИ. Для обработки используются диаграммы, предварительно обработанные программой PRIME системы ОНИКС с целью вычитания из показаний СТИ фоновой температуры среды. Поскольку для датчика СТИ характерен высокий уровень флуктуации, алгоритм предусматривает совместную обработку нескольких замеров, произведенных в близких условиях. Алгоритм обработки зависит от направления движения прибора. В результате обработки дается две оценки работающих интервалов - максимальная и минимальная. Первая фактически выявляет неработающие пропластки, признаки притока из которых отсутствуют на всех совместно обрабатываемых диаграммах. Минимальная оценка дается из условия выявления признаков притока при

всех замерах.

Отчет состоит из графической и текстовой части. В графической части выводятся все диаграммы, кривая выделенных притоков для каждой диаграммы, кривые притоков по максимальной и минимальной оценке. В текстовой части указываются интервалы глубин в пределах перфорированного пласта, из которых наблюдается приток по максимальной и минимальной оценке, а также условия измерений.

Оценка характера флюида. Программа предназначена для обработки диаграмм емкостного влагомера с целью выделения интервалов ствола скважины, заполненных различными типами флюида. Обработка может производиться для групп замеров, произведенных в различные моменты времени и в различных режимах работы скважины.

В связи с тем, что датчики влагомера обычно имеют значительную дополнительную погрешность от влияния температуры, а в некоторых типах аппаратуры произвольную градуировку, перед обработкой все диаграммы приводятся к единой шкале с пределами 0-100, где ноль соответствует минимальным показаниям датчика (в воде), а 100 - показания в воде. Если на замерах имеются интервалы, соответствующие заполнению скважины и водой и газом, то обычно достаточно дать подтверждение на ввод предлагаемого значения. Для облегчения интерпретации при считывании показаний с градуировочных характеристик в тех случаях, когда в замере имеется термограмма, вместе с показаниями влагомера выводится показания термометра для тех же глубин.

После ввода градуировочных показаний все диаграммы влагомера приводятся к единой шкале 0-100. При выявлении границ раздела разных средств используются ряд признаков, в число которых входят как абсолютные показания влагомера, так и уровень флюктуаций, характерный для смеси воды с нефтью.

Отчет состоит из графической и текстовой части. В графической части выводятся все диаграммы с выделением интервалов, соответствующих

заполнению скважины нефтью и нефтью с водой и индикаторная кривая признаков многофазной среды для каждого замера. В текстовой части выводятся условия измерений и таблица выделения интервалов заполненных водой, нефтью с водой, чистой нефтью.

Данные о дебите отдельно для воды и нефти могут быть получены на основе обработки данных, полученных в интервале уровня флюида в колонне (или НКТ) в два различных момента времени в режиме накопления жидкости в стволе скважины. Программа обработки данных об изменении уровня позволяет определить положение уровней и состав жидкости по комплексу параметров. Далее вычисляется накопленный объем жидкости, и средний дебит за интервал времени между замерами. По желанию оператора указанные величины вычисляются отдельно для нефти и воды. Программа готовит два отчета. Графическая часть обоих отчетов содержит кривые плотности, нефтесодержания, влагомера, резистивиметра. Отмечен уровень жидкости. Второй отчет имеет текстовую часть, в которой приведены данные об условиях измерений и результаты расчетов накопленного объема и средних дебитов нефти и воды.

Комплекс программ гидродинамических исследований предназначен для обработки кривых изменения давления, зарегистрированных при неподвижном приборе с целью оценки гидродинамических параметров перфорированного пласта. Для обработки может быть введена одна кривая или несколько (до четырех) кривых, зарегистрированных последовательно в процессе притока с перерывами на проведение каротажных исследований.

По результатам каждого исследования недропользователю передается заключение о положении в разрезе (с привязкой по ГК) муфт обсадной колонны, длине и толщине каждой обсадной трубы, высоте подъема цементной смеси за колонной, полноте заполнения затрубного пространства цементом и степени его сцепления (сплошное, частичное, отсутствует) с обсадной колонной и породами.

Твердые копии результатов измерений должны содержать:

- кривую ЛМ;
- для АКЦ – кривую эффективного затухания (α_k) волны, распространяющейся по колонне; кривые интервального времени (Δt_p) и затухания (α_p) продольной волны, распространяющейся в породе; фазокорреляционные диаграммы для измерительного зонда, длина которого близка к 1.5 м; характеристику сцепления цемента с обсадной колонной и породами, показанную условными обозначениями;

- для ГГДТ – кривые селективных каналов дефектометрии; интегральную кривую дефектометрии со шкалой плотности цемента в затрубном пространстве или отдельную кривую плотности цемента; кривую толщинометрии.

Отчет о геофизических исследованиях по определению профиля притока и источника обводнения будет состоять из графической и текстовой части.

Графическая часть отчета включает в себя:

- все диаграммы термометрии после совмещения и отображается интервал заколонной циркуляции (если он есть);

- термодобитометрия: кривые притоков по минимальной и максимальной оценке;

- влагометрия: выводятся все диаграммы с выделением интервалов, соответствующих, заполнению скважины нефтью и нефтью с водой и индикаторная кривая признак многофазной среды;

- барометрия: строится кривая восстановления давления для определения дебита;

- резистивиметрия: кривые изменения минерализации флюида;

- плотнометрия: кривые плотности флюида.

Все кривые, зарегистрированные при данном исследовании, приводятся в удобный для визуализации масштаб: термометрия – $0,1^\circ\text{C}$ на 1 см.; барометрия – 0,5 атм на 1 см; резистивиметрия - 1г/л на 1 см; влагометрия - 100 у.е. на 1см; термодобитометрия - 10у.е. на 1см; плотнометрия - 0,2 г/см³.

Результаты интерпретации текстовой части отчета будут содержать данные по работе пласта Ю_{13В}: работающая мощность пласта, состав притока, причины обводненности скважины, дебит по влагометрии и барометрии, плотность флюида.

5 Специальная часть

5.1 Перспективность изучения температурных аномалий, фиксируемых в скважинах, при исследованиях интервалов перфорации.

Традиционно термические исследования связаны с исследованием естественных тепловых полей в скважинах и пластах (геотермическое распределение, распределение температуры, обусловленное термодинамическими эффектами при эксплуатации нефтяных скважин, пластов и т.д.). Развитие теории и высокочувствительной аппаратуры требуют развития новых направлений в скважинной термометрии. Одним из перспективных направлений при этом является использование искусственных тепловых полей, создающихся при кумулятивной перфорации скважин.

Как будет показано ниже, использование этих полей позволяет решить следующие спец. задачи:

факт образования перфорационных каналов (контроль качества перфорации);

наблюдение за поведением пласта, после ПВР и с течением времени;

возможность прогнозной оценки повышения продуктивности скважин.

На данный момент, несмотря на существующие теоретические разработки не находит спроса информация о процессах в пласте при выстреле перфоратора.

В тоже время именно эта информация может дать ответ на многие вопросы, касающиеся поведения пласта при последующих операциях по вызову притока или испытанию на приемистость.

Многолетняя эксплуатация скважинного магнитного локатора муфт показала его высокую эффективность для определения местоположения муфт обсадной колонны. Однако попытки применить этот прибор для исследования интервалов перфорации были не всегда успешными. Анализ физических принципов работы прибора позволил установить, что отмеченная неуверенная работа локатора муфт связана с тем, что современные корпусные

кумулятивные и сверлящие перфораторы создают перфорационные отверстия очень малых диаметров (до 6-8 мм) без деформации колонн. В силу этого не происходит значительного нарушения труб, а следовательно, и изменений магнитных свойств конструкции скважины, что ведет к уменьшению полезного сигнала локатора муфт и не позволяет выделять зону перфорации, а тем более отдельные перфорационные отверстия на фоне помех, связанных с поляризацией оболочки геофизического кабеля в электролите и промышленными помехами.

Изменение свойств пород сопровождается выделением дополнительного тепла. Вследствие этого против интервала перфорации фиксируется устойчивая температурная аномалия, по величине превышающая расчетную, обусловленную воздействием взрыва зарядов перфоратора.

При перфорации в скважине и пласте происходит ряд процессов, которые в той или иной степени определяют распределение температуры в скважине.

5.2 Процессы в пластах, сопровождающиеся возникновением термоаномалий в скважинах

Кумулятивная перфорация в скважине представляет собой направленный "взрыв" в многослойной системе: скважинная жидкость, металлическая колонна, цемент, пористая среда. Анализ практических материалов показывает, что в результате взрыва (перфорации) в скважине нарушается первоначальное тепловое поле, и в интервале воздействия практически всегда возникает температурная аномалия разогрева. При том, что воздействие в скважине осуществляется в конечном интервале глубин, на температурной кривой после перфорации выделяется растянутая в обе стороны от этого интервала (часто на значительные расстояния) аномалия.

На рисунке 5.1 представлены термограммы, зарегистрированные до (1) и через 1 ч после (2) перфорации скв.1050. Термограмма 2 характеризует типичную кривую после перфорации в отсутствие движения жидкости в

пласте и скважине. Аномалия симметрична относительно середины вскрытого интервала.



Рисунок 5.1. Материалы геофизических исследований скв.1050 Западно-Моисеевской площади.

Термограммы: 1–до; 2– после перфорации.

К известным и хорошо изученным процессам следует отнести дросселирование газов. Втекание в пористую среду и вытекание из нее жидкости при отсутствии взаимодействия последней с твердой поверхностью не приводят к возникновению каких-либо тепловых эффектов на границах пористой среды. Наблюдаемые термоаномалии в скважинах при бурении скважин, перфорации с использованием прострелочной аппаратуры, а также при импульсно-волновом воздействии на пласт требуют научного объяснения для более глубокого понимания процессов в пластах, приводящих к существенному изменению фильтрационно-емкостных свойств пород в окрестностях скважин.

В цепи различных процессов в пласте и на его границах важнейшим звеном является адсорбция флюидов. Учитывая слабую связь физически адсорбированной частицы с твердой поверхностью и тот факт, что физическая адсорбция разрушается тепловым движением молекул уже при температуре 70°C, основные процессы в пластах будут разыгрываться за счет хемосорбции.

Наряду с изменением свойств хемосорбированного флюида в тонкой

пленке на поверхности твердого тела изменяются свойства и самого твердого тела, модифицированные присутствием адсорбированных молекул. В теории катализа адсорбированные частицы рассматриваются как примеси, внедренные в поверхность кристалла, или, другими словами, структурные дефекты, нарушающие строго периодическое строение поверхности. При такой трактовке адсорбированная частица и решетка адсорбента представляют собой единую квантово-механическую систему и, соответственно, адсорбированные частицы становятся активными участниками всего хозяйства решетки. Различие между “биографическими” дефектами, присутствующими на любой реальной поверхности, и адсорбированными частицами состоит только в том, что адсорбированные частицы способны приходить на твердую поверхность и уходить из нее.

В период нахождения частицы в адсорбированном состоянии она подвержена воздействию со стороны связанных колебаний узлов кристаллической решетки минерала (фотонов в квантовом представлении). Как правило, сама частица флюида при акте адсорбции переходит в возбужденное состояние, и переход частицы в это состояние связан с отбором энергии у кристаллической решетки адсорбента. В возбужденном состоянии частица не может пребывать долгое время и либо реагирует с другой частицей, образуя продукт реакции, либо десорбируется в виде нейтрального или заряженного образования.

Для хемосорбированных частиц, находящихся на достаточно большом расстоянии друг от друга, когда их электронные оболочки не перекрываются и непосредственное обменное взаимодействие между ними отсутствует, на поверхности твердого тела становится возможным дальнедействующее обменное взаимодействие, которое осуществляется через кристаллическую решетку. Суть такого взаимодействия состоит в том, что валентные электроны адсорбированных атомов затягиваются в кристаллическую решетку твердого тела и размазываются внутри решетки в достаточно большой области. При этом электронные облака адсорбированных атомов перекрываются, что и

свидетельствует о возникновении дальнего обменного взаимодействия между атомами. Дальнее обменное взаимодействие всегда приводит к образованию ассоциата, то есть системы сильно взаимодействующих частиц, в которой невозможно создать градиент давления или температуры. Ликвидация созданного градиента осуществляется самим ассоциатом и зависит от характера обменного взаимодействия в нем. Так, при преобладании сил притяжения между частицами и приложении внешнего давления будет происходить сжатие системы частиц до достижения в ней величины приложенного внешнего давления. В том случае, когда между частицами преобладают силы отталкивания, приложение внешнего давления вызовет мгновенный отток ассоциата от приложенного давления или, другими словами, возникнет сверхтекучесть флюида.

Направление движения ассоциата может как совпадать с направлением фильтрации, так и быть противоположным ему. При совпадении направлений движения ассоциата и фильтрации скважины характеризуется высокой приемистостью (нагнетательные) и высокой продуктивностью, что также обнаруживается по наличию отрицательных и положительных термоаномалий соответственно.

Положительные температурные аномалии являются результатом вытекания ассоциата из пласта в скважину с переходом частиц флюида из возбужденного состояния в нормальное. Если на пласт создается репрессия и при этом воздействие связано с выделением тепла в скважине, то при преобладании сил притяжения между частицами ассоциата движение последних будет направлено из периферии пласта к стенке скважины (в область большего давления). Теплоперенос, соответствующий этому направлению движения, значительно снизит теплопроводность пласта, что в свою очередь увеличит период существования термоаномалии в скважине.

Еще одним фактором, способствующим сохранению термоаномалии в скважине, является выделение газообразных продуктов горения или взрыва при использовании стреляющих перфораторов или пороховых генераторов

давления.

Если в газожидкостной смеси имеется температурный градиент, то на газовые пузырьки будет действовать сила

$$F_T = -\pi R^2 \zeta \Delta T,$$

Где R – радиус пузырька; ζ – температурный коэффициент изменения поверхностного натяжения воды (скважинной жидкости); ΔT – температурный градиент.

Пузырек газа будет находиться в покое, если выполняется равенство

$$F_A = F_T,$$

где F_A – выталкивающая сила Архимеда.

Из расчетов следует, что даже при малых градиентах температуры ($\Delta T = 1^\circ\text{C}/\text{м}$) для пузырьков с радиусом 10-5 м сила, связанная с наличием термоградиента, превышает Архимедову силу. При этом пузырек будет перемещаться в область большей температуры. Охлаждению газожидкостной смеси препятствует также сниженная теплопроводность пласта в направлении из скважины в пласт.

Отрицательные температурные аномалии возникают вследствие втекания флюида в пласт и перехода его в состояние ассоциата (при возникновении сверхтекучести), а также оттока ассоциата от стенки скважины в глубь пласта. Поэтому в работающей газовой скважине при несовпадении направлений фильтрации и пульсирующего движения ассоциата снижение температуры пласта происходит не только за счет дросселирования, но и за счет переноса тепла ассоциатом от стенки скважины в глубь пласта.

Следует подчеркнуть, что в процессе сгорания взрывчатого вещества в скважине и породах образуются значительные перепады давления (до 108 Па). При этом увеличение температуры, связанное со скачкообразным возрастанием давления, составляет $T \approx 30^\circ\text{C}$.

При скачкообразном изменении давления при перфорации может проявляться адиабатический эффект в системе. За счет адиабатического

эффекта жидкости при сжатии нагреваются на величину $\Delta T = \eta \Delta P$, где η - коэффициент адиабатического сжатия для воды, равный $0,0015^\circ\text{C}/\text{атм}$, для нефти- $0,015^\circ\text{C}/\text{атм}$, ΔP - величина изменения давления в системе, атм.

Адиабатический процесс- обратимый процесс. Приращение температуры при сжатии жидкости в скважине будет скомпенсировано в процессе скачкообразного снижения давления после перфорации, поэтому адиабатический эффект не оказывает существенного влияния на распределение температуры в скважине после перфорации обсадной колонны.

Как уже отмечалось выше, на типичной температурной кривой подстилающие и покрывающие породы отмечаются значительной по размерам зоной нарушения теплового поля. Расчеты показывают, что в рамках теории теплопроводности такая форма аномалии не находит объяснения. Действительно, после перфорации начальная температура на границе пласт – порода стремиться к бесконечности. Задача с такими граничными условиями называется задачей с обострениями. В этом случае расстояние максимального разогрева в породе оценивается приближенно зависимостью $Z_{\text{max}} = 2\sqrt{\alpha\tau_0}$, где α - коэффициент температуропроводности среды в скважине, $\text{м}^2/\text{ч}$; $\tau_0 = 2$ ч- характерный параметр. При заполнении скважины водой ($\alpha = 0,0005 \text{ м}^2/\text{ч}$) из соотношения находим $Z = 0,2\text{м}$, тогда как зона нарушения в подстилающие породы составляет 10 и более метров.

Теоретические исследования показывают, что основной причиной такого характера распределения температуры является взаимодействие ударной волны (возникающей при взрыве) со скважиной.

Следует заметить, что тепловая аномалия при перфорации не связана с проявлением дроссельного эффекта при фильтрации жидкости. Здесь аномалия возникает при отсутствии движения жидкости, и она значительна по величине и размерам.

В скв.109 Крапивинского месторождения первый замер был произведен в 17ч. 30мин. и последний замер температуры – в 21ч. (рис.5.2). За это время температура снизилась на $3,1^\circ\text{C}$.

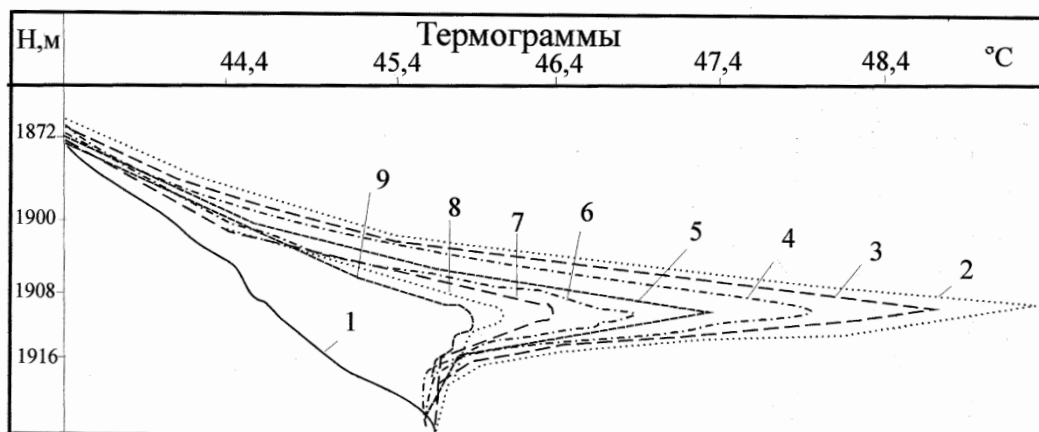


Рисунок 5.2. Распределение температуры до и после перфорации в скв.109 Крапивинского месторождения: 1 – замер до перфорации; 2, 3-9 замеры после перфорации с интервалом 30 мин. соответственно.

Характер восстановления температуры и форма аномалии (симметричность) свидетельствуют об отсутствии движения жидкости в интервале исследований. Очевидно, что наличие симметричности сформировавшейся тепловой аномалии после перфорации колонны может являться признаком отсутствия движения жидкости в интервале исследований.

На рисунке 5.3 приведены результаты термометрических исследований в эксплуатационной скв.100 Асяновской площади.

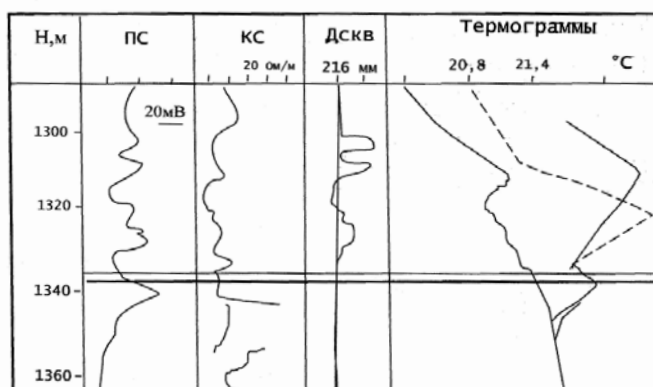


Рисунок 5.3. Результаты исследований скв.100

Кривая 1 зарегистрирована до перфорации (на термограмме отмечается

влияние тепловыделения, формирующегося за колонной цементного камня). Кривые 2 и 3 зарегистрированы через 1 ч и через 1,5 ч после окончания перфорации, выполненной под депрессией. Перфорация произведена в интервале 1334,6–1335,6 м 20 выстрелами ПК-105. Анализ термограмм показывает, что после перфорации из пласта начался приток жидкости. Аномалия (б) и (с) связаны именно с движением жидкости (тепловая метка). Они разнесены по глубине за счет притока в соответствии с различием времени их регистрации. По положению тепловой метки при строгой фиксации времени регистрации можно оценить дебит жидкости. Он составляет около 5 м³/сут. В зумпфе скважины температурная аномалия (а) связана с эффектом перфорации, а так как движения жидкости в этом интервале нет, то аномалия сохраняется на уровне фоновой.

Максимальная амплитуда термоаномалий, как правило, приурочена к интервалу перфорации, так как происходит интенсивный сдвиг пластового флюида относительно поверхности минералов и сама порода подвергается интенсивным деформациям. Однако и за пределами интервала перфорации возможно возникновение термоаномалий, вызванных воздействием на пласты распространяющихся по разрезу и стволу скважины ударных волн. Возникновение термоаномалий за пределами интервала перфорации указывает не только на квазиравновесное состояние пластов, но и изменение их фильтрационно-емкостных свойств под действием ударных волн, что в одних случаях может привести к улучшению работы этих пластов (если они ранее были вскрыты перфорацией), а в других – создать нежелательную высокую проницаемость в пластах – флюидоупорах за цементным камнем. Еще одной причиной термоаномалий за пределами интервала перфорации могут быть дилатансия породы (образование мобильной паутинообразной системы радиально расходящихся и концентрических трещин) в перфорируемом интервале и передача возмущения соседним пластам.

Большая положительная амплитуда термоаномалий при перфорации в условиях репрессии, как правило, соответствует пластам, в которых

адсорбционные пленки препятствуют направлению фильтрации флюида.

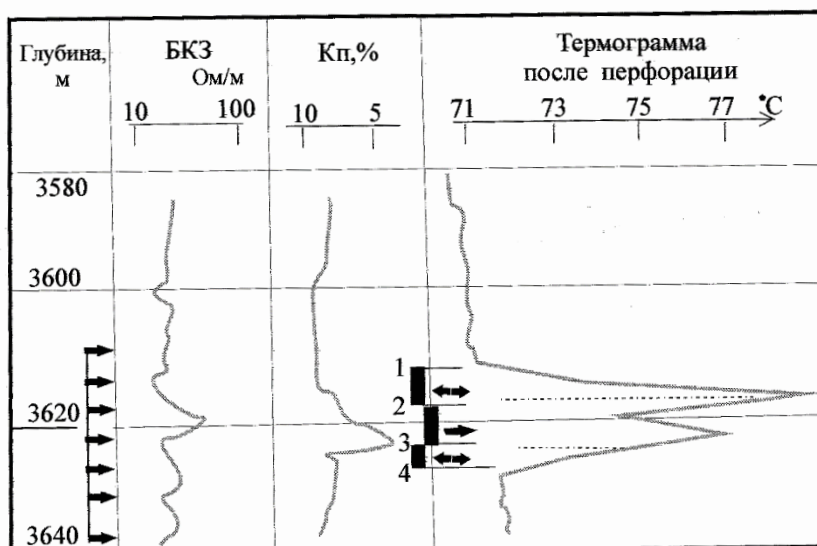


Рисунок 5.4. Температурная аномалия, зарегистрированная через 4 ч после перфорации на скв.189 Крапивинского месторождения. Перфорация выполнена при репрессии

($\Delta P = 4$ МПа) кумулятивным перфоратором ПКС80.

При чередовании пропластков с различной литологией и резко отличающимися фильтрационно-емкостными свойствами в интервале перфорации температурная аномалия имеет сложную конфигурацию. На рисунке 5.4 приведена температурная аномалия, демонстрирующая факт присутствия в интервале перфорации пропластков, у которых направление движения адсорбционных пленок соответствует направлению фильтрации (интервал 2-3) или противоположно ему (интервалы 1-2 и 3-4).

В интервалах 1-2 и 3-4 направление фильтрации не совпадает с направлением движения адсорбционных пленок; в интервале 2-3 направление фильтрации совпадает с направлением движения адсорбционных пленок. Приток нефти получен из интервала 2-3.

Анализ физических процессов и практических материалов позволяет выделить следующие характерные особенности тепловых аномалий, проявляющиеся при кумулятивной перфорации колонны:

всегда после перфорации против интервала воздействия наблюдается положительная температурная аномалия; возрастание температуры относительно первоначальной составляет от 1,5 до 12°С и более, т.е. аномалия всегда регистрируема современными скважинными термометрами;

нарушение первоначального распределения температуры регистрируется в скважине и в областях, расположенных выше и ниже интервала перфорации, причем распространение зоны нарушения в обе стороны составляет от 5 до 30 м;

в отсутствии притока жидкости из пласта непосредственно после перфорации аномалия практически симметрична относительно середины перфорированного интервала; асимметрия аномалии может отмечаться в области выше интервала воздействия, что может быть связано с влиянием на тепловое поле естественной тепловой конвекции;

приток или поглощение жидкости пластом непосредственно после перфорации нарушает симметрию аномалии из-за конвективного теплообмена.

Таким образом, изучение процессов в пласте, позволило решать задачи, касающиеся установления факта образования перфорационных каналов и прогнозной оценки возможности повышения продуктивности скважин. Эта оценка дается по величине термоаномалии, зарегистрированной после перфорации не более, чем через 3 часа. Если аномалия температуры не превышает 4°С, то это указывает, а наличие резерва продуктивности пласта и на необходимость использования методов интенсификации притока флюида в скважину. Аномалия выше 4°С свидетельствует об отсутствии такого резерва и если при перфорации приток не был получен, то целесообразно отказаться от дальнейших мероприятий по интенсификации притока.

На скв.258 Русскинской площади вторичное вскрытие пласта Ю₂ в

интервале 2880-2900 м проводилось перфоратором ПКС-80 с плотностью отстрела 12 отв/м. Кривая магнитной локации не зафиксировала интервал перфорации, а аномалия на термограмме позволило отбить его. В скв.87 Западно-Моисеевского месторождения нефти после вторичного вскрытия и контроля перфорации пласта Ю1 по аналогичной технологии была зарегистрирована термоаномалия 2,5°С, свидетельствующая о целесообразности проведения работ по интенсификации притока. При снижении уровня промывочной жидкости в стволе скважины из пласта была получена нефть дебитом до 2,6 м³/сут. После выполнения 10 циклов воздействия переменным давлением, совмещенным с физико-химическим, дебит повысился до 5,4 м³/сут.

Следует отметить, что при изменении температуры, давления или при воздействии волнового или импульсного физического поля пластовые системы подвергаются дилатансии не только вблизи скважин, но и на значительных участках месторождений. В результате применения низкочастотного волнового воздействия на Приобском месторождении скв.1653-1566 были переведены на фонтанирование и площадь, оконтуривающая эти скважины, включена в подсчет запасов, поскольку дебиты возросли в несколько раз.

Как было изложено выше, температурные аномалии дают ценную информацию о процессах в пластах и причинах низких коэффициентов продуктивности скважин. В то же время необходимо учитывать, что процессы в пластах, инициируемые перфорацией или другим импульсным воздействием, могут стать причиной не только улучшения условий фильтрации флюидов, но и ухудшения.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Крапивинское нефтяное месторождение находится в юго-западной части Каргасокского района Томской области. Проектируемые геофизические

исследования будут проводиться перфораторной партией, которая входит в состав полевой геофизической экспедиции СФ ООО «СГК» г.Стрежевого.

Забой проектной скважины - 2700 м, работы будут выполняться по одной скважине.

Проведение полевых работ будет производиться вахтовым методом. На территории месторождения расположен геофизический посёлок, в котором расположены жилые вагончики, геофизические приборы, автопарк, а также баня. Доставка материала в КИП осуществляется по средствам Интернета. Дорожная сеть, как и населённые пункты, отсутствуют. Ближайшим населённым пунктом является село Новый Васюган.

Основная часть камеральных работ и планово-экономические работы будут осуществляться в офисе предприятия в г.Стрежевой. Предприятие располагает своей интерпретационной службой, оснащенной новейшим компьютерным и программным обеспечением.

6.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Комплекс проектируемых работ на прямую зависит от поставленной геологической задачи. 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;
- уровня организации работ.

Виды и объемы проектируемых работ по данному проекту (таблица 6.1.1)

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) и Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» 1999 года.

Таблица 6.1.1

Виды и объемы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				Кровля	Подошва
Каротаж на открытом стволе					
1	Метод радиоактивных изотопов	1:200	2700	1000	2700
2	Гамма-гамма-цементометрия и дефектоскопия	1:200	2700	1000	2700
3	Акустическая цементометрия	1:500	2700	1000	2700
4	Геофизическое сопровождение вторичного вскрытия коллекторов	1:200	2700	1000	2700
5	Термометрия	1:200	2700	1000	2700
6	Барометрия	1:200	2700	1000	2700
7	Термокондуктивная расходомерия	1:200	2700	1000	2700
8	Влагометрия	1:500	2700	1000	2700
9	Резистивиметрия	1:200	2700	1000	2700
10	Плотнометрия	1:200	2700	1000	2700
13	Контрольноинтерпретационные работы		2700	0	2700

6.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования

производим для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформлены в виде таблиц.

Расчет затрат времени

Расчет затрат времени будем считать для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат времени приведен в таблице 6.2.1).

Таблица 6.2.1

Расчет затрат времени

Вид работ	Объем		Норма по ПОСН 81-2-49	Итого времени на объем, ч.
	Ед. изм	Кол-во		
Радиоактивный каротаж	м	4400	0,015	7
Высокочувствительная термометрия	м	4400	0,015	7
Барометрия	м	4400	0,015	7
Локация муфт (МЛМ)	м	4400	0,015	7
Получение зарядов	шт	120	0,003ч/шт	0,36
Спуск перфоратора	м	8000	0,016	13,20
Подъем перфоратора	опер	1	0,015	13,15
перфорация	м	8050	1,22ч/24отв	6,1
СПК	м	17600	0,02	3,52
ПЗР	опер	13	1,32	4,36
Проезд	км	100	2,5мин/км	4,16
Тех. дежурство	Парт-ч	12	60	12
Итого	На запись диаграммы: 84,8 ч			
	Всего: 848,5 ч			

Расчет затрат труда

Расчет затрат труда также считаем для комплексной партии,

выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат труда приведен в таблице 6.2.3).

Таблица 6.2.3

Расчет затрат труда

Вид работ	Объем		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР		
	Ед. из м	Колво	Норма по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, челчас	Норма по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, челчас
Радиоактивный каротаж	м	4400	1,05	чел-час/о п е р	4,62	0,70	чел-час/о п е р	3,08
Высокочувствительная термометрия	м	4400	3,24	чел-час/о п е р	14,25	2,16	чел-час/о п е р	9,54
Барометрия	м	4400	3,90	чел-час/100 м	17,16	2,60	чел-час/100 м	11,4
Локация муфт (МЛМ)	м	4400	0,84	чел-час/о п е р	3,6	0,42	чел-час/о п е р	1,8
Получение зарядов	м	1200	0,64	чел-час/100 м	7,68	0,16	чел-час/100 м	1,92
Спуск перфоратора	м	8000	0,08	чел-час/100 м	6,4	0,02	чел-час/100 м	1,6
Подъем перфоратора	м	8050	0,07	чел-час/о п е р	5,6	0,02	чел-час/о п е р	1,61
перфорация	отв	1200	3,93	чел-час/100 м	47,16	0,98	чел-час/100 м	11,76
СПК	м	17600	0,07	чел-час/о п е р	12,32	0,05	чел-час/о п е р	8,8

ПЗР	опер	3	0,07	чел- час/1 00 м	21	0,05	чел- час/10 0 м	15
Проезд	км	100	6,72	чел- час/о пе р	6,72	4,48	чел- час/оп е р	6,72
Тех. дежурство	ч	12	3,6	чел- час/п ар т-ч	43,2	2,4	чел- час/па рт -ч	43,2
На запись диаграмм: чел-час.					2307,2			1164,3
Всего: чел-час.					2805,2			1965,3

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 3471,5 чел-час.

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 4770,5 чел-час.

Расчет затрат материалов и оборудования

Расчет затрат материалов и оборудования производим для промысловогеофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин.

Таблица 6.2.4

Оборудование, используемое комплексной партией по обслуживанию бурящихся скважин

Оборудование	Ед.измерения	Количество
аппаратно-методический комплекс ГРАНИТ-ОНИКС	шт	1
Ноутбук	шт	1
Спутниковый телефон	шт	1
Приборы		
СГДТ 2	шт	2

МАК 2	шт	2
ЗПК 105	шт	2
ПЛ 1	шт	2

6.3. Расчет производительности труда, количества партий

Проектное время бурения одной скважины 60 суток.

Исходя из этого затраты времени для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны 27000 мин (450 ч).

Расчет производительности труда, комплексной геофизической партии, продолжительности выполнения работ осуществляется по формуле:

$$N = \frac{Q}{P_{\text{мес}} \times T}, \quad (7.1)$$

где Q – объем работ;

$P_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц; T – время выполнения.

Расчет производительности труда за месяц находится в прямой зависимости от рассчитанных затрат времени. Для расчета используются формулы:

$$P_{\text{мес}} = P_c \times C, \quad (7.2)$$

где P_c – производительность труда за сутки; C – количество суток в месяце.

Для выполнения, планируемого объёма работ ГИС промысловогеофизической партии на одной скважине будет затрачено 450 часов. Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{\text{мес}} = 240$ ч, $T = 450/8 = 56$ дней = 1,8 месяца, а $N=1$.

Учитывая, что работы будут проводиться вахтовым методом, а продолжительность вахты один месяц, то для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине потребуется две партии.

6.4. Планирование, организация и менеджмент при производстве геологических работ

Планирование на геологоразведочном предприятии - это процесс, в результате которого цели предприятия увязываются со способами их достижения и конкретными действиями во времени и пространстве. В результате планирования появляется система планов.

Система планов ГРП и организаций дифференцируются по ряду признаков:

1. По длительности принимаемого периода планирования:
 - долгосрочные генеральные планы (10 и более лет);
 - среднесрочное перспективное планирование (до 5 лет);
 - краткосрочное или годовое (1 год);
 - оперативное.
2. В соответствии с конечной формой выпускаемого продукта, работ или услуг.
3. В соответствии с основаниями для постановки работ.

Ответственные за планирование на предприятии определяют содержание и последовательность процесса формирования системы планов. Использование для этих целей схем, воспроизводящих процесс планирования, является весьма полезным. В соответствии со схемами планирования определённые операции по планированию осуществляются регулярно, примерно в один и тот же период года, что обеспечивает непрерывность этого процесса.

Организация - это этап создания реальных условий для достижения запланированных целей.

Начало геологоразведочных работ обусловлено календарным планом и поступлением первого аванса. Величина первого аванса зависит от работ,

планируемых к выполнению в первом квартале календарного и поэтапного планов.

Все работы начнутся с проектно-сметных работ. Эти работы выполняются заранее.

Поэтапный план

Поэтапный план составляется, для того чтобы уже на стадии планирования организаторы и инвесторы знали, какие виды работ будут выполняться в тот или иной период времени (как правило за квартал) и какими результатами они завершатся.

Первый аванс на производство работ по проекту поступит на расчетный счет в соответствие с договором, тогда как последующие авансы перечисляются на основании акта обмера работ за предыдущий квартал.

Таким образом, поэтапный план представляет собой таблицу, где указаны: временные периоды, виды и объемы работ, выполняемые в эти периоды; ожидаемые результаты по каждому периоду и виду работ таблица 6.4.1.

Таблица 6.4.1

Поэтапный план работ

Дата		№ скв.	Виды работ	Результаты работ
Начало	конец			
1	2	3	4	5
01. 01. 05.	10. 01. 05.	1	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
10. 01. 05.	28. 02. 05		Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
28. 02. 05.	28. 03. 05.		Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине
28. 03. 05.	12. 04. 05.		Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине

12. 04. 05.	18. 04. 05.		Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
18. 04. 05.	23. 04. 05.		Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
23. 04. 05.	30.04. 05.		Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

Перечисленные виды работ будут производиться одновременно на десяти скважинах.

6.5. Расчет сметной стоимости проекта

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.

Сметные расчеты по видам работ

Таблица 6.5.1

Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии

№	Вид работ	Объем		Стоимост ь каротажа	Стоимост ь объема работ, руб	Повыш. коэфф.		Итого, руб
		Ед. изм	Кол- во			Коэф . удо р	Коэф. норм. усл.	
1	Радиоактивный каротаж	м	4400	30,6	1346,4	3,4	1,3	5951
2	Высокочувствительная термометрия	м	4400	42,5	1870	3,4	1,3	8265

3	Барометрия	м	4400	40,2	1768,8	3,4	1,3	7814
4	Локация муфт (МЛМ)	м	4400	35,4	1557,6	3,4	1,3	6881
5	Получение зарядов	м	1200	30,2	362,4	3,4	1,3	1600
6	Спуск перфоратора	м	8000	30,6	2448	3,4	1,3	10820
7	Подъем перфоратора	м	8050	30,3	2424	3,4	1,3	10714
8	перфорация	отв	1200	49,8	58,8	3,4	1,3	256,36
9	СПК	м	1760 0	9,9	1742,4	3,4	1,3	7701
10	ПЗР	опер	3	789,8	2369,4	3,4	1,3	10470
11	Проезд	км	100	15,49	1239,2	3,4	1,3	5476
12	Тех. дежурство	ч	6	257	1546	3,4	1,3	6833
24	Итого:				82790,36			

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 82790,36 рублей.

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ 1)

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет (таблица 6.5.2).

Затраты, связанные с производством, называются основными расходами.

К основным расходам относятся: текущий заработок и затраты, учитывающие конституционные социальные гарантии; затраты, связанные с

оплачиваемым ежегодным отпуском; единый социальный налог. Кроме того, к основным расходам относятся: материальные затраты, электроэнергия, лесоматериалы; амортизация используемого оборудования; износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов; услуги и транспорт, используемые в процессе работы.

Таблица 6.5.2

Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (форма СМ-1)

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объём		Сумма основных расходов	Итого стоимость на объём
		Ед. изм.	Количество		
I.	Основные расходы				
	А. Собственно ГРР:				
	Проектно-сметные работы	%	100		32016
	Полевые работы	п.км			152681
	Итого: полевые работы				184697,2
	Организация п.р.	%	1,4 от п.р		2585,75
	Ликвидация	%	1,3 от п.р		2401,06
	Камеральные работы	%	70 от п.р		129287,9
	Итого: основные расходы (о.р)				318971,7
	Б. Сопутствующие работы и затраты:				
	Транспортировка груза и персонала	%	30 от о.р		95691,51
	Строительство зданий и сооружений	%	20 от п.р		63794,34
	Итого: (себестоимость г. проекта)				478456,85
II.	Накладные расходы	%	30 от о.р		95691,51
	Итого: \sum ОР + НР				414663,21
III.	Плановые накопления	%	25	от ор+нр	103665,8
IV.	Комплексные затраты:				
	Производственные командировки	%	0,5 от о.р		159485
	Полевые довольствия	%	3 от о.р		9569,15
	Доплаты и компенсации	%	8 от о.р		25517,74
	Охрана природы	%	5 от о.р		15948,59
	Итого: комплексные затраты				210521
V.	Подрядные работы	%	1,2 от о.р		3827,6
VI.	Резерв	%	10 от о.р		31897,17
	Итого сметная стоимость				764574,84
	НДС	%	20		152914,9

	Итого с учётом НДС				917489,80
--	---------------------------	--	--	--	-----------

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину составила – 917489,80 рублей.

7. Социальная ответственность.

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

Проектируемые геофизические работы для определения эксплуатационных характеристик пластов-коллекторов методами ПГИ будут проводиться на Крапивинском месторождении. В административном отношении месторождение находится в юго-западной части Каргасокского района Томской области. Работы будут проводиться в зимнее время года в течение 6 суток. Местность в районе работ приурочена к водораздельной части Сибирских увалов и представляет собой всхолмленную равнину. Абсолютные отметки рельефа измеряются от +104м до +144 метров. Характерна сильная заболоченность, обилие озер, стариц, проток. По берегам рек и озер растет крупный лес (кедр, сосна, лиственница). Климат района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким, сравнительно теплым летом. Самый холодный месяц – январь (до –55 С). Устойчивый снежный покров устанавливается в октябре, сходит в конце апреля.

7.1. Производственная безопасность. Вредные факторы.

7.1.1. Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 1 и 2

Таблица 7.1.1

Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.2

Таблица 7.1.2

Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Общая площадь рабочего кабинета составляет 48 м², объем составляет 168м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После проведения измерений габаритных размеров, мы приступим к изучению микроклимата в данной комнате.

Рассмотрим в качестве характеристик микроклимата температуру, влажность воздуха и скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной.

Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³[1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

7.1.2 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается вентиляционным и рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты(СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов,

например любой пористый материал – шамотный кирпич, микропористая резина, поролон и др.);

3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

7.1.3. Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа ASUS K501U со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт./см² , время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см² , время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см² , время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. заземление экрана вокруг источника;
5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO₂).

7.1.4. Наличие токсикантов, (запыленность, загазованность), ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ;

Нормативы распространяются на рабочие места, независимо от их расположения (в производственных помещениях, в горных выработках, на открытых площадках, транспортных средствах и т.п.).

Нормативы используются при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, для обеспечения производственного контроля за качеством производственной

среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих вредных химических веществ.

Нормативы установлены на основании комплексных токсиколого-гигиенических и эпидемиологических исследований с учетом международного опыта.

В данном проекте используют следующие токсиканты, представленные в табл. 1, их класс опасности, ПДК:

аэрозоли (взвеси):

химические реагенты:

В процессе проведения работ одним из основных вредных факторов является испарение летучих продуктов при выполнении монтажно – сборочных работ (пайка, наладка и т.д.). Испаренные летучие продукты применяемых при пайке припоев и флюсов могут нанести вред здоровью человека. Согласно [6] по степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности:

- 1-й - вещества чрезвычайно опасные;
- 2-й - вещества высокоопасные;
- 3-й - вещества умеренно опасные;
- 4-й - вещества малоопасные.

Свинцово – оловянные припои имеют максимальный первый класс опасности, и имеют ПДК (по свинцу) 0,05 мг/м, присутствуют в основном в виде аэрозолей.

Канифоль имеет 3 класс опасности и ПДК 4мг/м, способна вызвать аллергические реакции и присутствует в виде аэрозоля. Спирт этиловый имеет 4 класс опасности, ПДК 100 мг/м³ и присутствует в виде паров.

Свинец оказывает отрицательное воздействие на организм, вызывая такие проблемы, как анемия, гипертензия, почечная недостаточность, иммунный токсикоз и токсичность для репродуктивных органов. Пострадавшие от воздействия свинца могут иметь необратимые неврологические и поведенческие последствия. С другой стороны, спирт и канифоль, хотя могут вызвать аллергические реакции и обладают местно-раздражающим действием, менее вредны для организма, чем свинец.

СКЗ:

В основном все мероприятия направлены на удаление паров свинца и прочих продуктов пайки путем применения местной и общей принудительной вентиляции с последующей фильтрацией, рециркуляция не допускается.

Также применяется периодическая очистка поверхностей от осаждающихся на них продуктов пайки.

СИЗ:

Необходимо применять респираторы с абсорбционной приставкой.

7.1.5. Недостаточная освещенность

Для достижения нужного уровня освещенности рекомендуется использовать комбинированное освещение, включающее естественное и искусственное освещение. На данный момент предпочтительнее всего использовать люминесцентные лампы, так как они обладают более высокой светоотдачей на ватт используемой мощности и создают более естественный спектр, чем лампы накаливания.

Минимальный уровень освещенности для рабочих мест, где люди находятся постоянно, должен составлять не менее 200 лк.

В расчётном задании должны быть решены следующие вопросы:

- выбор системы освещения;
- выбор источников света;
- выбор светильников и их размещение;
- выбор нормируемой освещённости;
- расчёт освещения методом светового потока.

В данном расчётном задании для всех помещений рассчитывается общее равномерное освещение.

Таблица 7.1.5.1

Габариты помещения.

Параметр	Обозначение	Значение, м
Длина	A	12
Ширина	B	10
Высота помещения	H	3,5
Свес	hc	0,4

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента

светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{рас}} = E_{\text{н}} * S * K_3 * Z / N * \eta \quad (1.5.1)$$

Где $E_{\text{н}}$ – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, лк; S – площадь освещаемого помещения, м²; K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли (табл. 4.9); Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{\text{ср}}/E_{\text{мин}}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1; N – число ламп в помещении; η – коэффициент использования светового потока.

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:

$$i = S / h(A + B) \quad (1.5.2)$$

Проведем расчет индекса помещения:

Площадь помещения:

$$S = A * B = 12 * 10 = 120 \text{ м}^2$$

Индекс:

$$i = \frac{S}{h * (A + B)} = \frac{120}{2.35 * (12 + 10)} = 2.32$$

Согласно этим данным, коэффициент использования светового потока будет равен 56 % или в долях = 0,56.

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно (табл. 4.10) [БЖД Практикум 2009-2020].

Согласно указанной методике выбираем тип источника света.

Наиболее подходящим вариантом является 40 ваттная лампа ЛБ, у которой $\Phi=2800$ лм. Для выбранного типа лампы подходит светильник ОД-2-40 с размерами: длина = 1230 мм, ширина = 266 мм.

Из уравнения 1.5.1 находим количество ламп для помещения

$$N = E_H * S * K_3 * Z / \Phi * \eta = 200 * 120 * 1,3 * 1,1 / 2800 * 0,56 = 21,875;$$

Принимаем $N=24$ лампы или 12 светильников.

Размещаем светильники в 3 ряда по 4 светильника в ряду с соблюдением условий: L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$.

Сначала определим световой поток расчетный.

$$\Phi = E_H * S * K_3 * Z / \eta = 200 * 120 * 1,3 * 1,1 / 24 * 0,56 = 2554 \text{ лм};$$

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

$$- 10\% \leq ((\Phi_{\text{расч}} - \Phi_{\text{станд}}) / \Phi_{\text{расч}}) * 100\% \leq + 20\%$$

Подставляя численные значения получаем:

$$- 10\% \leq (2800 - 2554) / 2554 * 100\% \leq + 20\%$$

$$- 10\% \leq +9,6\% \leq + 20\%$$

Результат расчета укладывается в допустимые пределы.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N * P_i = 24 * 40 \text{ Вт} = 960 \text{ Вт}.$$

Теперь определим расстояния между светильниками по длине и ширине помещения.

$$12000 = 3 * L_A + 4 * 1230 + 2/3 * L_A; L_A = (12000 - 4920) * 3/11 = 1930 \text{ мм};$$

$$L_A / 3 = 644 \text{ мм};$$

$$10000 = 2 * L_B + 3 * 266 + 2/3 * L_B; L_B = (10000 - 798) * 3/8 = 3450 \text{ мм};$$

$$L_B / 3 = 1150 \text{ мм}.$$

Рисуем схему размещения светильников на потолке для обеспечения общего равномерного освещения.

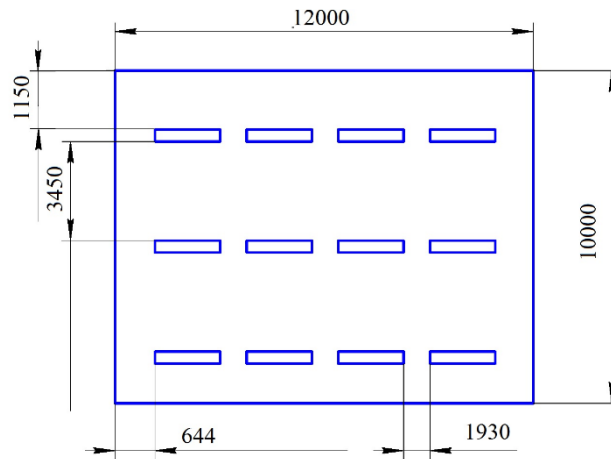


Рисунок 7.1.5.1. План размещения светильников на потолке.

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

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

Подставляя численные значения получаем:

$$-10\% \leq (2800 - 2554) / 2554 * 100\% \leq +20$$

$$-10\% \leq 9,6\% \leq +20\%$$

Результат расчета укладывается в поле допуска.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N_l * P_l = 40 * 80 = 3200 \text{ Вт}$$

7.2. Опасные факторы

7.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ;

Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. — защитное заземление, зануление;
2. — малое напряжение;
3. — электрическое разделение сетей;
4. — защитное отключение;
5. — изоляция токоведущих частей;
6. — оградительные устройства.

7. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

1. Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

7.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения

очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений предвзрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

ПЛАН ЭВАКУАЦИИ

УТВЕРЖАЮ
Генеральный директор
Иванов И.И.
10 января 2023 г.



Рисунок 7.2.2.1 – План эвакуации

7.2.3 Лазерное излучение, классы лазеров, СКЗ, СИЗ.

4 класса лазеров (по степени опасности)

1- лазеры, выходное излучение которых не представляет опасности для глаз и кожи;

2- лазеры, выходное излучение которых представляет опасность при облучении глаз прямым или зеркально отраженным излучением;

3- лазеры, выходное излучение которых представляет опасность при облучении глаз прямым и зеркально отраженным излучением на расстоянии 10 см от диффузно отражающей поверхности и при облучении кожи прямым и зеркально отраженным излучением;

4- лазеры, выходное излучение которых представляет опасность при облучении кожи диффузно отраженным излучением на расстоянии 10 см от диффузно отражающей поверхности.

СКЗ

1. Телевизионная система наблюдения за процессами;
2. Устройство защитных экранов (кожухов);
3. Системы блокировки и сигнализации;
4. Ограждение (маркировка) лазерно-опасной зоны

СИЗ

Специальные противолазерные очки, щитки, маски, технологические халаты, перчатки, обувь (тапочки).

В помещении должна быть хорошая освещенность, не менее 150 лк.

7.2.4 Экологическая безопасность

Во время выполнения выпускной квалификационной работы вынуждены использовать черновики (предварительная запись информации) на бумажном носителе. Записи несут в себе конфиденциальную, а иногда даже секретную информацию. Чтобы повторно использовать бумагу для записей необходимо бумагу с записями шредировать с помощью шредера, спрессовать для уменьшения объема, упаковать в герметичную упаковку и хранить на складе до накопления объема для 1 транспортной единицы, после чего отправить на утилизацию макулатуры в ближайший ее пункт приема.

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации.

Утилизацию компьютера можно провести следующим образом:

- отделить металлические детали от неметаллов;
- разделить углеродистые металлы от цветмета;
- пластмассовые изделия (крупногабаритные) измельчить для уменьшения объема;
- копир-порошок упаковать в отдельную упаковку, точно также, как и все проклассифицированные и измельченные компоненты оргтехники, и после накопления на складе транспортных количеств отправить предприятиям и фирмам, специализирующимся по переработке отдельных видов материалов.

Люминесцентные лампы утилизируют следующим образом. Не работающие лампы немедленно после удаления из светильника должны быть упакованы в картонную коробку, бумагу или тонкий мягкий картон, предохраняющий лампы от взаимного соприкосновения и случайного механического повреждения. После накопления ламп объемом в 1 транспортную единицу их сдают на переработку на соответствующее предприятие. Недопустимо выбрасывать отработанные энергосберегающие лампы вместе с обычным мусором, превращая его в ртутьсодержащие отходы, которые загрязняют ртутными парами

7.2.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, а также при нарушении различных мер безопасности. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий:

1. Пожар в здании. Необходимо обесточить здание. Для эвакуации людей, застигнутых пожаром, выбирают наиболее безопасные пути – лестничные клетки, двери и проходы.

2. При несчастном случае необходимо оказать пострадавшему первую медицинскую помощь, по возможности организовать его доставку в больницу, сообщить на базу отряда.

3. При передаче органами гражданской обороны по трансляционной сети сигналов «Радиационная опасность», «Химическая тревога» необходимо остановить производство и покинуть помещение или район работ в соответствии с планом эвакуации. Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение аварий, чрезвычайных ситуаций, стихийных бедствий не вызывало замешательства и трагических последствий.

Заключение

В ходе дипломной работы было изучено Крапивинское месторождение, приуроченное к Каймысовскому своду, Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В геологической части работы изучено геологическое и тектоническое строение площади. Каймысовский свод относится к структуре I порядка, осложнённая более мелкими структурами II и III порядка. В тектоническом строении принимают участие терригенно-осадочные метаморфизованные образования мезозойской и кайнозойской систем. Промышленная нефтегазоносность установлена в двух песчаных пластах горизонта Ю₁ васюганской свиты.

В геофизической части рассмотрен комплекс работ на Крапивинском месторождении, а также выделен комплекс методов, использованных на Крапивинском месторождении. Рассмотрена применяемая аппаратура и принцип её действия.

Рассчитана относительная амплитуда по методу ПС.

В специальной части рассмотрена перспективность изучения температурных аномалий, фиксируемых в скважинах, при исследованиях интервалов перфорации. Так же рассмотрены процессы сопровождающиеся возникновением термоаномалий в скважинах

Таким образом, анализ результатов работ на Крапивинском месторождении свидетельствует о достаточно широких возможностях методов для целей локального нефтепрогноза.

Список использованных источников

1. Леоненко Г.Н., Кончалов В.Н. Пути совершенствования методологии вторичного вскрытия пластов в различных геологических условиях. НТВ «Каротажник». Тверь: Издательство АИС.200. Выпуск №-79.
2. Поздеев Ж.А. Оценка качества первичного и вторичного вскрытия в скважинах Западно-Сибирского нефтегазоносного района по данным ГИС. М.:Нефтепромысловое дело, 1999.
3. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / Конторивич В. А.; г. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002.-253с.
4. Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); сост. Ф. А. Бурков, В. И. Исаев.– Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2014/m048.pdf> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ. – Текст: электронный.
5. Руководство по применению промыслово - геофизических методов на нефтяных месторождениях., М.,Недра,1999.
6. Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами.: М., Недра 1984.
7. Бувевич А.С. Компьютеризированный аппаратно-методический комплекс для геофизических исследований, действующих скважин. – Тверь.: Тверьгеофизика, 1998
8. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
9. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
10. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

11. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
12. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
13. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
14. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
15. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 16.9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
17. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
18. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
19. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
20. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
21. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
22. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры