

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность: 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение Геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований в скважине для оценки фильтрационно-емкостных свойств оскобинской свиты в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край)

УДК: 553.982-026.564.3:550.832-047.74(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Быков Андрей Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	Д.ф.-м. н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	Д.ф.-м. н		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В.Н.	К.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоенко Е. В.	К.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения
<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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение. Общие сведения об объекте исследования. Географо-экономический очерк работ. Краткая геолого-геофизическая изученность района. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. Стратиграфия. Тектоника. Магматизм. Полезные ископаемые и закономерности их размещения. Петрофизическая характеристика разреза. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. Основные вопросы проектирования. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследований и задачи исследований. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. Методические вопросы. Методика и техника полевых работ. Метрологическое обеспечение геофизических работ. Интерпретация геофизических данных. Специальная часть. Финансовый менеджмент. Социальная ответственность. Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Географическое положение Юрубчено-Тохомского месторождения 2 Геолого-геофизическая изученность Камовского свода Байкитской антиклизы (по данным ФГУНПП «Росгеолфонд» и HIS, 2015) 3 Структурно-тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (В. С. Старосельцев и др., ФГУП «СНИИГГиМС») 4 Тектоническая схема Юрубчено-Тохомской зоны (А.П. Афанасенков, 2004) 5 Пример планшета данных ГИС с данными ГК-спектрометрии 6 Кривые спектрального гамма-каротажа в интервале 1384,2-1392,2 м (Th (SGRT) – коричневым цветом, U (SGRU) – розовым цветом, K (SGRK) – калию, интегральная гамма-активность (SGR) - красным цветом). Зеленым цветом выделена интегральная кривая гамма-каротажа (GR). 7 Интерпретационная схема для выделения карбонатных коллекторов и учет мешающих факторов. 8 Пример выделения межзерново-трещинного коллектора (заштрихован) 9 Пример выделения межзерново-трещинно-кавернозного

	коллектора (заштрихован) 10 Структурная карта по кровле оскобинской свиты 11 Физико-геологическая модель пласта Б-VIII Юрубченского месторождения 12 Общий вид прибора К1А-723-М [6] 13 Аппаратура ВИКИЗ [20] 14 Схема прибора АКВ-1 15 Распределение сжимаемости компонент нефтегазонасыщенных пород
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Геологическая часть	Немирович-Данченко М.М.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Фадеева В. Н.
«Социальная ответственность»	Белоенко Е. В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	Д. ф.-м. н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Быков А.Н.		

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

Школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Уровень образования специалитет
 Отделение геологии
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ- ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы	30 мая 2019 г.
---	----------------

Дата контроля	Название раздела (модуля)/ вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	Общая часть (обзор литературы)	5
12.03.2019	Анализ основных результатов ранее проведенных работ	5
02.04.2019	Специальная часть (исследование)	20
14.05.2019	Основные вопросы проектирования	20
20.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	5
30.05.2019	Социальная ответственность	5

СОСТАВИЛ: руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М..	Д. ф.-м. н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	Д. ф.-м. н.		

СОГЛАСОВАНО: руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 с., 15 рис., 22 табл., 15 источников.

Ключевые слова: карбонатно-терригенный коллектор, физико-геологическая модель, комплекс геофизических методов, акустический каротаж, Юрубченское месторождение.

Объектом исследования является проектная разведочная скважина 114-Р на Юрубченском нефтегазоконденсатном месторождении.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований в скважине 114-Р Юрубченского нефтегазоконденсатном месторождении

В процессе исследования проводились анализ ранее проведенных работ, построение физико-геологической модели, выбор участка работ, выбор методов геофизического комплекса

В дипломном проекте рассмотрены общие полученные из доступной литературы сведения о районе исследования и дана геолого-геофизическая характеристика Юрубченского месторождения. Рассмотрены проявления УВ в разрезе вендских отложений. Приводятся детальные сведения о характеристиках нефтегазоносного горизонта, а именно – интересующей нас оскобинской свиты.

Проведен анализ результатов ранее выполненных геофизических работ на площади, как скважинных, так и сейсморазведочных. Подробно рассмотрены результаты проведенных ранее исследований группой методов АК по соседним скважинам, описаны интервалы, масштаб и качество записи. Выполнена корреляция по нескольким скважинам для выбранной в качестве объекта оскобинской свиты.

Далее в проекте приводятся сведения по методике проведения ГИС с указанием необходимых зондов и параметров измерений. Более подробно рассматриваются вопросы интерпретации данных акустического каротажа, широкополосного АК.

Специальное исследование посвящено способам проведения акустического каротажа для выявления систем трещин, приводятся оценочные характеристики коллекторов по трещиноватости.

ESSAY

Graduation qualification work 105 pp., 15 drawings, 22 tables, 15 sources.

Key words: carbonate-terrigenous reservoir, physical-geological model, complex of geophysical methods, acoustic logging, Yurubchenskoye field.

The object of the study is a 114-R exploratory well at the Yurubchenskoye oil and gas condensate field.

The aim of the work is to design a complex of geophysical studies in the well 114-R Yurubchenskoye oil and gas condensate field

In the process of the study, the analysis of the study of the physico-geological model, the selection of the site of operations, the choice of methods of the geophysical complex

In the diploma project, general information about the study area is examined and geological and geophysical characteristics of the Yurubchenskoye deposit are given. Detailed information is given on the characteristics of the oil and gas bearing horizon, namely, the Oskobin formation that we are interested in.

The results of earlier performed geophysical work on the area, both borehole and seismic, were analyzed. The results of previous studies by a group of AK methods for neighboring wells are described in detail, the intervals, scale and quality of the recording are described.

In the design section, the main design issues are considered: the problems facing the well-logging complex are shown, the place for drilling the well is proved, and the most effective methods for studying it are selected taking into account the tasks set. The justification of the geophysical complex was carried out on the basis of a physico-geological model, compiled from a well log of one of the wells, revealing the typical lithological differences of the study object. Further in the project the information on a technique of carrying out well-logging with the indication of necessary probes and measurement parameters is given. The problems of interpretation of acoustic logging data are considered in more detail.

A special study is devoted to the methods of carrying out acoustic logging for the detection of crack systems, and the estimated characteristics of the fracture reservoirs.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж

ВСП – вертикальное сейсмопрофилирование

ГИС – геофизическое исследование скважин

ЗМС – зона малых скоростей

МОВ – метод отраженной волны

МСК – микросейсмокаротаж

НГО – нефтегазоносная область

ВЧР – верхняя часть разреза

ОГТ – общая глубинная точка

ПАК – псевдоакустический

ПВ – пункт взрыва

ПП – пункт приема

ПР – профиль

СК – сейсмический каротаж

С.Ш. – северная широта

скв. – скважина

с/п – сейсмическая партия

УВ – углеводороды

у.е. – условные единицы

ф.н. – физическое наблюдение

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	14
1.1 Географо-экономический очерк	14
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	16
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	21
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	21
2.2 Тектоника	24
2.3 Нефтегазоносность	28
3. АНАЛИЗ ОПУБЛИКОВАННЫХ ДАННЫХ ПО ПРОБЛЕМЕ	34
3.1 Применяемые методы исследования трещиноватости карбонатных пород.....	34
3.2 Виды коллекторов по пористости и трещиноватости	35
3.3 Проявления трещиноватости в геофизических данных.....	37
3.4 Выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства.	42
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	45
4.1 Задачи геофизических исследований.....	45
4.2 Обоснование объекта исследований	45
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	47
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	53
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	53
5.2 Геологическая интерпретация геофизических данных.....	59
6. ПРИМЕНЕНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ СИСТЕМ ТРЕЩИН.	65
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	71
7.1.1 Специальные нормы трудового законодательства.....	71
7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	72
7.2. Производственная безопасность	73
7.2.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	74
7.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	78
7.3. Экологическая безопасность.....	82
7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84

8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	87
8.1 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	87
8.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования	89
8.3 Расчет экономических показателей и сметы	96
Заключение.....	101
Список литературы	102

ВВЕДЕНИЕ

В нефтяной и газовой промышленности, где промысловая геофизика получила большое развитие, бурение скважин и эксплуатация нефтяных пластов без проведения промыслово-геофизических работ невозможны. Совершенствование промысловой геофизики сопровождается обновлением техники ведения работ, теории и методики интерпретации промыслово-геофизических данных. Под промыслово-геофизическими методами контроля за разработкой нефтяных месторождений подразумеваются все виды промыслово-геофизических исследований скважин в пределах эксплуатируемой нефтяной залежи.

Юрубчено-Тахомское месторождение в настоящий момент разрабатывается. Планируется бурение и проектирование новых скважин. Целью данного проекта является выбор оптимального комплекса методов, который наиболее эффективно позволит решить поставленные перед геофизиками задачи.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены. [1, 2]

Юрубченский блок (лицензионный участок) представляет собой западную часть Юрубчено-Тохомской зоны и находится в юго-западной части Средне-Сибирского плоскогорья – между реками Ангара и Подкаменная Тунгуска, административно в пределах Байкитского района Эвенкийского муниципального района Российской Федерации (Красноярский Край).

Юрубченский блок имеет следующие географические границы (координаты угловых точек), которые представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Географические границы ЮТМ

Угловая точка	Координаты угловой точки
1	60° 42' СШ*, 95 30' ВД**
2	60° 42' СШ, 97° 21' ВД
3	59° 58' СШ, 97° 21' ВД
4	60° 6' СШ, 95° 30' ВД
* – Северная Широта (СШ).	
** – Восточная долгота (ВД).	

ЮТМ расположено в 145 км южнее поселка Байкит. Ближайшими населенными пунктами в районе являются поселки Байкит и Куюмба.

Промышленная нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского месторождения связана с рифейским коллектором, в карбонатных породах которого развиты коллекторы каверно-трещинного типа. Глубина залегания составляет 2072 м, нефтенасыщенная мощность залежи – 50 м, мощность имеющейся газовой шапки – от 0 до 76 м.

К настоящему времени, в пределах ЮТЗ пробурено 94 скважины, в том числе 9 параметрических, 43 поисковых и 42 разведочных (в 57 скважинах получены промышленные притоки нефти).

В 2007 году Томским научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа («ТомскНИПИнефть») подготовлена и направлена на экспертизу «Технологическая схема разработки Юрубченского участка Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах запасов категории С1».

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Геолого-геофизические работы в юго-западной части Сибирской платформы, где расположено месторождение, имеют продолжительную историю. Первые геологические работы начались здесь в двадцатые годы. В это время выполнены разрозненные маршруты, среди которых можно выделить работы П.Г. Николаева (1921-1923 гг.), С.В. Обручева (1921-1929 гг.), А.Г. Вологодина (1939), Г.И. Кириченко (1939), в ходе работ была разработана стратиграфическая схема верхней части осадочного чехла.

В 1947 г. началось планомерное изучение района экспедициями Всесоюзного аэрогеофизического треста (ВАГТ). Территория месторождения покрыта геологической съемкой масштаба 1:200 000 которая выполнялась экспедициями ВАГТа (А.А. Боручинкин, 1962; А.А. Юон А.А., 1962), а также Красноярским геологическим управлением (Л.Л. Исаев 1965; В.Т. Кирличенко 1966 г; В.А. Борисов, 1968).

Примерно в эти же годы рассматриваемая территория была охвачена рядом других геологических, как полевых, так и обобщающих работ (Т.В. Явтуха 1958; С.Б. Правоторов 1966г; И.И. Байбородских 1964 г. и др.). В результате этих работ было детализировано стратиграфическое расчленение разреза, получены новые сведения о тектоническом строении и гидрогеологии.

В 1974-1975 гг. Верхнетохомским отрядом в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски (бассейны р. Тохомо, Левое и Правое Камо) проводились структурно-поисковые работы масштаба 1:100 000 (В.И. Желудков). По их результатам было уточнено структурнотектоническое строение района, детализированы Верхнетохомское поднятие, Манкурский купол, выявлены Бугарикская брахиантиклиналь, Большепитский структурный нос, Нюрюндинская мульда.

В 1974-1981 гг. в рассматриваемом районе велось структурно-колонковое бурение. Работы проводились в три этапа: Верхнетохомская площадь (В.Г. Васильев, 1976 г), Тохомская площадь (С.В Носковский, 1978 г), профиль Тохомо-Куюмба (Г.Т. Дербенко, 1982 г).

Глубокое бурение на нефть и газ в пределах ЮТЗ началось в апреле 1970 г бурением параметрической скважины Тайгинская-1 (рис. 1.1). В августе 1972 г бурением параметрической скважины Куюмбинская-1 (К-1) начались работы на Куюмбинской площади. Скважина закладывалась в пределах одноименного поднятия, выявленного геологосъемочными работами по кембрийским отложениям. При испытании в этой скважине интервала 2115-2292 (1940 -2351) м из отложений рифея были получены притоки газа дебитом 70,4 тыс. м³/сут через штуцер диаметром 11,5 мм.

Первый промышленный приток нефти в пределах ЮТЗ получен в феврале 1977 года при испытании в поисковой скважине К-9 интервала 2232-2242 (-2045-2055) м. Дебит через штуцер диаметром 8 мм составил 43,8 м³/сут. В том же году получены притоки нефти из поисковой скважины К-2 в

интервалах 2384-2507 (-2148-2271) и 2389-2400 (-2153-2164). Дебит составил в первом случае 135 м³/сут через штуцер диаметром 10 мм, а во втором - 47,9 м³/сут через штуцер 8 мм. Всего в 1970-1982 гг. в северо-восточной части ЮТЗ на Куюмбинской, Тайгинской и Усть-Камовской площадях пробурено 3 параметрических (Тг-1, К-1, У-Км-20) и 14 поисковых (К-2 - К-15) скважин. Промышленные притоки нефти были получены скважинах К-2, 9; газа - К-1, 3.

В 1982 г работы на Куюмбинской площади были прекращены, в связи с незначительными запасами и большим выполненным объемом бурения дальнейшее проведение поисковоразведочных работ признано экономически нецелесообразным.

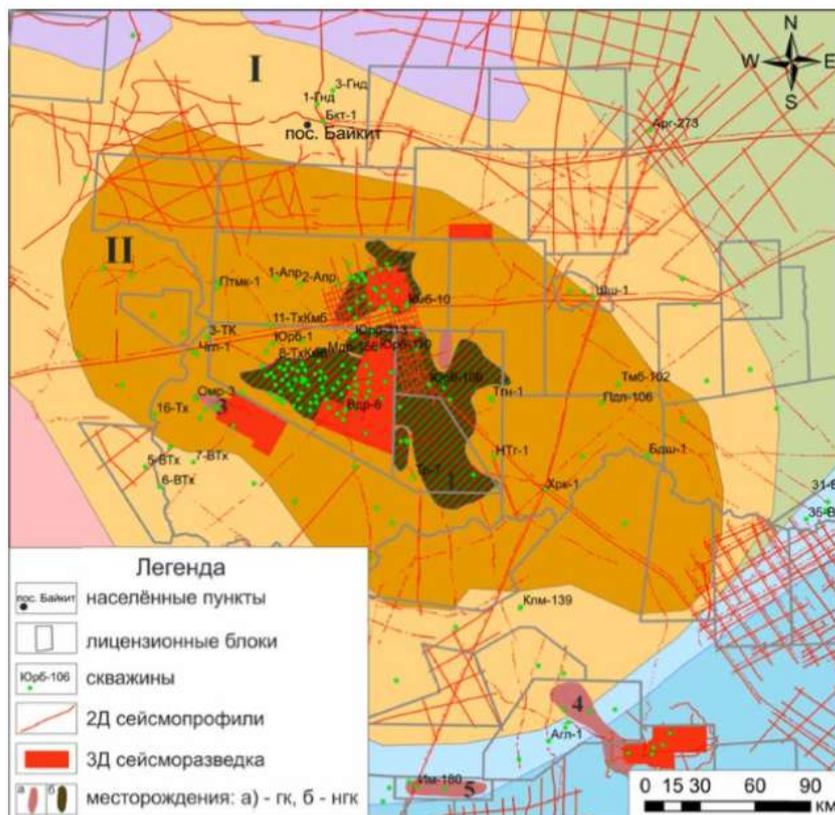


Рис. 1.2 Геолого-геофизическая изученность Камовского свода Байкитской антиклизы (по данным ФГУНПП «Росгеолфонд» и НИС, 2015)

Тектонические элементы: I – Байкитская антиклизы, II – Камовский свод. **Месторождения:** 1 – Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное; 2 – Куюмбинское газоконденсатно-нефтяное; 3 – Оморинское газоконденсатное; 4 – Агалеевское газоконденсатное; 5 – Оморинское газоконденсатное.

Сокращения: гк – газоконденсатное; нгк – нефтегазоконденсатное;
скважины: Юрб – Юрубченская; Кмб – Куюмбинская; Тр – Терская; ТК – Теско-Камовская; Тх – Тахомская; Мдр – Мадринская; Агл – Агалеевская; Апр – Апрельская; Шш – Шушукская; Птмк – Петимокская; Чгл – Чегалбуканская; Омр – Оморинская; ВТх – Верхнетохомская; Тгн – Тайгинская; Нтг – Нижне-Тайгинская; Хрк – Хоркичская; Клм – Колымовская; Пдп – Подпорожня; Тмб – Таимбинская; Бдш – Бедошемская; Вн – Ванаварская; Имб – Имбинская.

С окончанием работ на Куюмбинской площади основной объем работ был перенесен в юго-западную часть ЮТЗ, где в 1980 сейсморазведкой ОГТ по отражающим горизонтам кембрия Н₂ (ангарская свита), У (усольская свита) и венд-кембрия Б (тэтэрская свита) было подготовлено к глубокому бурению Юрубченское локальное поднятие. В апреле 1981 г. в пределах поднятия забурена параметрическая скважина Юрубченская-1 (Юр-1). Скважина оказалась в зоне отсутствия рифейских отложений. В 1982 в южной части поднятия началось бурение поисковой скважины Юр-2. При испытании в этой скважине интервала 2210-2251 (-1952 -1993) м, охватывающего оскобинскую свиту и верхнюю часть рифея, получен приток газа дебитом 225,4 тыс. м³/сут через штуцер 13,5 мм.

Поисковые скважины Юр-3 и Юр-4, бурение которых началось в 1983 г, не были доведены до проектной глубины из-за поглощений в рифейских отложениях, сопровождавшихся интенсивными газопроявлениями.

В октябре 1984 г в поисковой скважине Юр-5 при испытании открытым способом в интервале 2285-2295 (-2040 - -2050) м получен приток нефти дебитом 284 м³/сут через штуцер диаметром 12 мм. По итогам 1984 г месторождение поставлено на Государственный баланс под названием Юрубченское.

В 1985-1987 гг. на Юрубченской площади осуществлено бурение поисковых скважин Юр-6, 8, 9, 11, 13, а также разведочных скважин Юр-7, 10. Притоки углеводородов были получены в скважинах Юр-7, 8, 10, 13.

Скважины Юр-6, 9 попали в зону отсутствия карбонатных отложений рифея, а скважина Юр-11 вскрыла рифей ниже ВНК.

Одновременно, в 1986 г начато бурение поисковых скважин Вдр-1, 2, 3, находившихся в пределах Нижнетохомского поднятия, расположенного к востоку от Юрубченского поднятия, подготовленного в 1984 г к глубокому бурению сейсморазведкой ОГТ. В результате работ, проведенных в 1985-1987 гг на Юрубченской и Вэдрэшевской площадях, была установлена промышленная нефтегазоносность отложений рифея.

В 1988 г в скважине Юр-18 был впервые получен приток газа из вендских отложений (оскобинская свита), а в 1989 г в скважине Юр-67 – из эродированных гранитов. В 1996 г территория месторождения была разделена на лицензионные участки, с этого момента начинается новый этап изучения.

В конце 1990 – начале 2000-х гг. на ЮТЗ начаты сейсморазведочные работы 2-D и 3-D основанные на современных технологиях, существенно расширен комплекс ГИС, внедрены новые методы бурения и опробования скважин, отбора керна и гидродинамических исследований.

С 2005 г. на ЮТМ проводится опытно-промышленная разработка в ограниченном объеме. В 2011 г пробурено три горизонтально-наклонных скважины с горизонтальной частью ствола более 1 км. В настоящее время в ЮТЗ пробурено более 200 скважин, отработано современной сейсморазведкой 2D более 10720 пог. км, 3D – 730 км² (В.В. Харахинов и др., 2011).

Промышленный запуск первого участка месторождения планируется с выходом добычу нефти к 2020г до 5 млн. т в год, но скорее всего сроки будут сдвинуты на более позднее время.

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в Восточной Сибири в пределах Сибирского кратона рядом с Байкитским сводом. Площадь находится между Саяно-Енисейским складчатым поясом на западе и Курейкской или Тунгусской впадиной на севере. В период между ранним протерозоем и средне-протерозойским – рифейским временем, здесь произошло мощное рифтообразование. В рифейское время (возраст 1,65 – 0,65 млрд. лет) внутренняя часть кратона претерпела погружение, что привело к отложению серии осадочных циклов, состоящих из песчаников, карбонатов и глин на архейском – ранне-протерозойском фундаменте, представленном гранитами и гнейсами. Большая часть рифейского разреза в районе ЮТМ была затем размыта в течение нескольких сотен миллионов лет.

Рифтовые процессы продолжались в вендское время (от 0,65 до 0,57 млрд. лет), затем последовало платформенное осадконакопление в фанерозое, в основном в течение палеозоя и триаса, в результате которого сформировались широко развитые по площади осадочные и вулканические свиты кембрийского, девонского и триасового возраста.

В разрезе ЮТМ кембрий представлен мощной (1750 – 2500 м) толщей известняков, доломитов и, в подчиненных количествах, глин. Кембрийские эвапориты считаются здесь региональной покрывкой.

Нижележащие вендские отложения расчленяются следующим образом:

- собинская свита – доломиты с прослоями вулканических пород;
- катангская свита – доломиты и доломитистые мергели;
- оскобинская свита – вулканогенные породы, песчаники и доломиты;
- ванаварская свита – песчаники, глины, алевролиты (красноцветы), брекчии с доломитами и гранитными обломками.

Газовый конденсат обнаружен в песчаниках и некоторых доломитах ванаварской и оскобинской формаций. Потенциально нефтеносными могут быть ванаварские пласты на участках, где они залегают выше водонефтяного контакта (ВНК) в южной части ЮТМ. Однако основные залежи находятся в верхней части рифейского разреза, который может достигать общей мощности до 3000 м в наиболее полных разрезах. Полный стратиграфический разрез рифейских отложений выглядит следующим образом, что отображено в таблице 1.2.

Таблица 2.1

Полный стратиграфический разрез рифейских отложений

Период	Свита	Условное геологическое обозначение рифейских отложений
R3 Верхний рифей	Иремекенская	R3irm
	Токурская	R3tok
R2 Средний рифей	Вингольская	R2vng
	Рассолкинская	R2rsl
	Юктенская	R2yuk
	Копчерская	R2kop
	Куюмбинская	R2kmb
	Долгоктинская	R2dlg
	Юрубченская	R2yur
	Мадринская	R2mdr
R1 Нижний рифей	Вэдрэшевская	R1vdr
Pt Архей-протерозой	Зелендуконская	Pt1zel

Юрубченский лицензионный участок расположен в юго-западной части Сибирской платформы. В геологическом строении участка, как и Юрубчено Тохомской зоны в целом, принимают участие кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста и осадочный чехол. Осадочный чехол сложен породами рифея, венда, кембрия. [3]

Единого представления о расчленении рифея Юрубченского блока к настоящему времени не выработано. Главной причиной этого является то, что рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым несогласием, и в разных частях блока скважины вскрывают разные

уровни рифея. Полный разрез рифейских отложений в едином пересечении не вскрыт. На Диаграмме 1 приведена стратиграфическая схема (Решения... 1989).

Общая стратиграфическая шкала	Региональные горизонты	Турухано-Катангский район			
		Предъенисейский район	Юрубчено-Тайгинская зона (Б1) Хоркичская св. 1 (Б1)	Турухано-Куюмбинская зона (Б2) Байкитская св. 1(Б2)	Катангская зона (Б3) Ванаварская св. 1(Б3)
Венд-кембрий	Даниловский	Тэтэрская свита Доломиты, доломиты ангидритистые, доломиты известковистые темно-серые прослой доломитов глинистых, известняков (инт. 1948-1983) 35-45 м			Тэтэрская свита Доломиты, доломиты ангидритистые серые, прослой мергелей, каменной соли (инт. 2760-2824) 60-70 м
		Собинская свита Доломиты, доломиты глинистые, доломиты ангидритистые темно-серые, прослой мергелей, ангидритов (инт. 1983-2048) 65-70 м			Собинская свита Доломиты, доломиты ангидритистые, глинистые серые, прослой мергелей (инт. 2824-2923) 80-120 м
		Тохомская свита Аргиллиты, алевролиты, песчаники, доломиты красноцветный, прослой известняков (инт. 2048-2240) 120-190 м	Катангская свита Мергели доломитовые, доломиты ангидритистые, участками песчанистые, серые, в основном - красноцветные аргиллиты, алевролиты, песчаники (инт. 2070-2164) 80-70 м		Катангская свита Доломиты глинистые, мергели доломитовые, доломиты, ангидритистые серые, прослой аргиллитов, ангидритов (инт. 2923-3038) 100-150 м
		Оскобинская свита Песчаники, алевролиты пестроцветные, аргиллиты, прослой доломитов, мергелей доломитовых, доломито-ангидритов, ангидритов (инт. 2240-2418) 100-180 м		Оскобинская свита Доломитоангидриты, песчаники серые, пестроцветные, прослой магнезитов, аргиллитов. В основании - глинисто-сульфатно-доломитовая сабжа (инт. 3038-3115) 80-140 м	Ванаварская свита Алевролиты пестроцветные, аргиллиты, песчаники, прослой мергелей. В основании - глинисто-сульфатно-доломитовая сабжа (инт. 3115-3230) 65-150 м
Венд	Тирский				
	Непский	Ванаварская свита Песчаники, аргиллиты красноцветные, алевролиты, прослой мергелей доломитовых в основании - гравелиты, конгломераты (инт. 2418-2560) 130-160 м		Ванаварская свита (инт. 2248-2320) 0-75 м	
Рифей					Голоярская свита Мергели, глинистые доломиты, аргиллиты пестроцветные 0-75 м

Диаграмма 1. Стратиграфическая схема венда внутренних районов Сибирской платформы [Решения..., 1989].

Резюмируя, дадим сводные данные по оскобинской и окружающим свитам. (снизу вверх)

Ванаварская свита относится к непскому региональному горизонту мощностью 0-75 метров сложена песчаниками, аргиллитами красноцветными

с прослоями мергелей доломитовых, в основании свиты залегают гравелиты и конгломераты [Решения..,1989].

Оскобинская свита относится к тирскому региональному горизонту мощностью 10-135 метров сложена песчаниками, алевролитами пестроцветными, аргиллитами, с прослоями доломитов, мергелей доломитовых, доломито-ангидритов, ангидритов [Решения..,1989].

Катангская свита относится к даниловскому региональному горизонту мощностью 60-70 метров сложена мергелями доломитовыми, доломитами ангидритистыми, участками песчанистыми серыми, в основном красноцветными аргиллитами, алевролитами, песчаниками [Решения..,1989].

Собинская свита относится к даниловскому региональному горизонту мощностью 85-115 метров сложена доломитами, доломитами глинистыми, доломитами ангидритистыми тёмно-серыми с прослоями мергелей и ангидритов [Решения..,1989].

Тэтэрская свита относится к даниловскому региональному горизонту мощностью 35-50 метров сложена доломитами, доломитами ангидритистыми, доломитами известковистыми тёмно-серыми с прослоями глинистых доломитов и известняков [Решения..,1989].

2.2 Тектоника

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа:

- кристаллический фундамент;
- осадочный чехол.

В свою очередь, осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса:

- рифейский;

- венд-девонский.

Рифейский и венд-девонский ярусы разделены угловым несогласием. Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мега-свода – положительной структуры I порядка в составе Байкитской гемиантекклизы. Камовский мегасвод ограничен изогипсой –2000 м кровли тэтэрской свиты и изогипсы –2400 м предвендской эрозионной поверхности. На востоке его граница проводится по крупному региональному разлому, имеющему амплитуду смещения до 400 м. Положение данного разлома совпадает с границей Байкитской гемиантекклизы и Курейской синеклизы. Мегасвод имеет изометричную форму и вытянут в северо-западном направлении, его размеры 390x190 км.

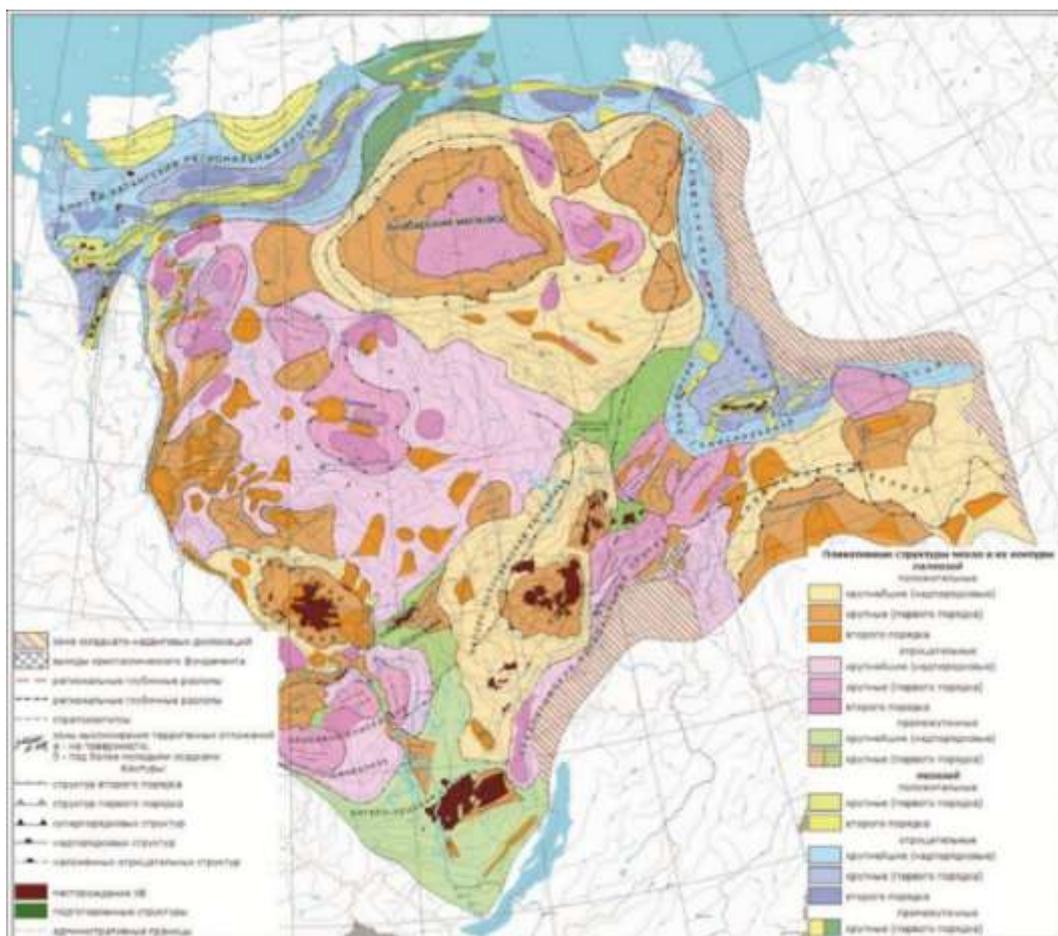


Рис. 2.1 – Структурно-тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы (В. С. Старосельцев и др., ФГУП «СНИИГГиМС», 2015)

В пределах Юрубченского блока отложения венд-девонского структурного яруса падают в юго-западном направлении, углы падения не превышают $1,5^\circ$. Дизъюнктивных нарушений, пересекающих данные отложения, в пределах участка достоверно не выявлено.

Рифейский структурный ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями мощностью до 7 км. При структурных построениях рифейского структурного яруса в качестве базового использовался отражающий горизонт R4, приуроченный к отложениям вэдрэшевской свиты. В ярусе выделяются те же четыре надпорядковых элемента, что и для более молодых отложений, хотя их границы несколько смещаются. При выделении структурных элементов более низкого ранга районирование рифейского структурного яруса существенно отличается от районирования вышележащих отложений.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой -2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;
- субмеридианальное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;
- нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105x85 км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650 м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты

и на предвандскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Северо-западная часть Юрубченского участка по подошве камовской серии относится к Мадринско-Тычанскому мегазаливу – отрицательной структуре первого порядка, вдающейся в Байкитскую антеклизу со стороны Курейской синеклизы (рис. 2.2). В пределах участка мегазалив граничит с ВельминскоДеланинским мегасводом по изогипсе –3600 м и субширотному разлому, амплитуда смещения по которому достигает 1500 м. Рассматриваемая часть мегазалива осложнена весьма контрастной локальной положительной структурой (Мадринское поднятие), амплитуда которого превышает 1000 м. [4]

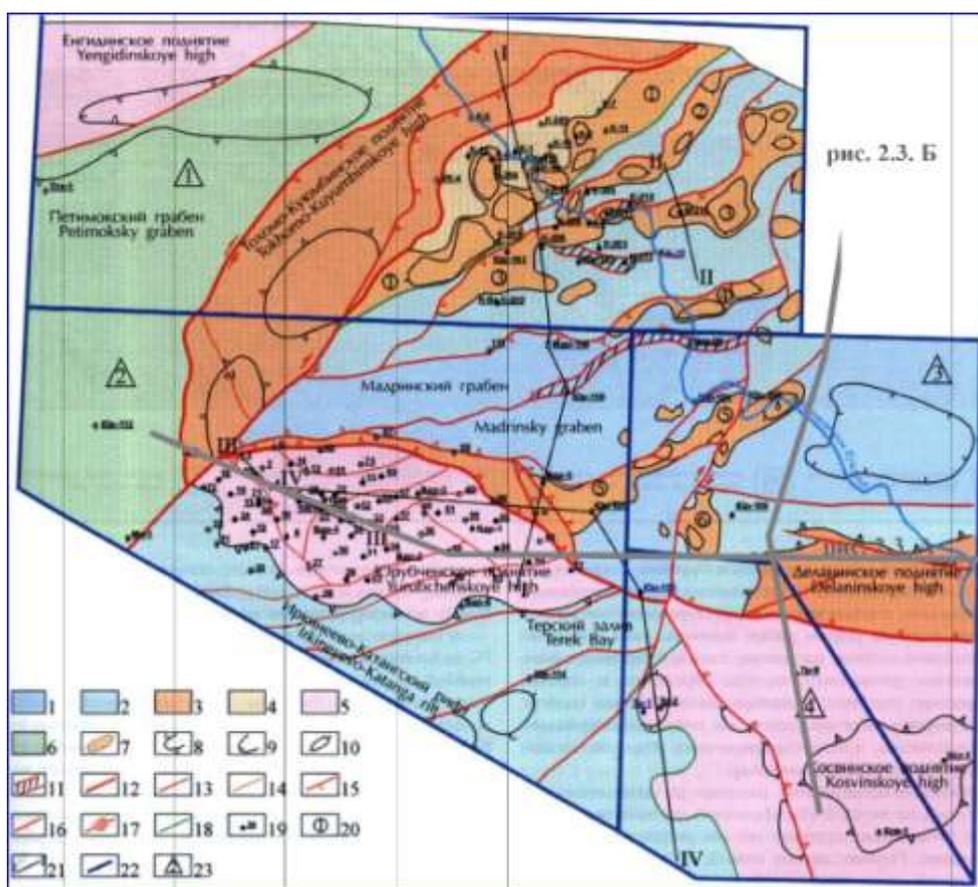


Рис. 2.2. – Тектоническая схема Юрубчено-Тохомской зоны (А.П. Афанасенков, 2004)

Региональные тектонические элементы: 1 — рифтогенные грабены, 2 — бортовые склоны рифтогенных грабенов, 3-4 — краевые выступы, обрамляющие рифтогенные грабены (3 — принадвиговые), 5 — межрифтовые поднятия, 6 — межрифтовые депрессии; зональные тектонические элементы: 7 — сложенные в основном органогенными карбонатными постройками, 8 — крупные антиклинальные поднятия, 9 — крупные синклинальные депрессии; 10 — локальные поднятия, 11 — зоны интенсивной дезинтеграции рифейских комплексов; разломы: 12 — глубинные, 13 — региональные, 14 — зональные и локальные; кинематика разломов: 15 — надвиги, 16 — сбросы, 17 — сдвиги, 18 — границы региональных тектонических элементов; 19 — скважины (К — Куюмбинские, Юр — Юрубченские, Вдр — Вэдрэшевские, Тр — Терские, Ксв — Косвинская, Тг — Тайгинская, Нтг — Нижнетайгинская, Птк — Петимокская, Мдр — Мадринская, Укм — Усть-Камовская); 20 — номера зональных органогенных построек, 21 — линии сейсмогеологических профилей, 22 — границы лицензионных участков, 23 — номера лицензионных участков (1 — Куюмбинский, 2 — Юрубченский, 3 — Терско-Камовский (северный), 4 — Терско-Камовский (южный)).

2.3 Нефтегазоносность

К настоящему времени для Юрубченского участка выделены четыре гидродинамически самостоятельных горизонта: Б-VIII1, В-I, Б-IX и P1-2д.

Пласт Б-VIII1 приурочен к средней части оскобинской свиты и распространен в юго-западной части Юрубченского участка. В северо-восточном направлении он выклинивается и замещается глинистыми породами. Максимальная эффективная мощность равна 4,0 м. Средняя пористость равна 0,16 д.ед., газонасыщенность — 0,675 д.ед., нефтенасыщенность — 0,00727 д.ед. Притоки газа из этого пласта получены в семи скважинах: скважина № 6 Юрубчено-Тохомского месторождения (Юр-

6), Юр-18, Юр-29, Юр-30, Юр-35, Юр-37, Юр-54. Максимальный дебит газа в скважине Юр-18 – 251,5 тыс.м³/сут. Приток нефти получен только в одной скважине Юр-72 – 142 м³/сут. Притоков пластовой воды не получено. Уровни ВНК и газонефтяного контакта (ГНК), из-за незначительной мощности пласта, скважинами не вскрыты и их обоснование по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) невозможно. Условно они приняты как для пласта Р1-2д: на абсолютных отметках –2072 м и –2023м, соответственно. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт Б-IX распространен в юго-восточной части Юрубченского участка. Притоки нефти получены в скважинах Юр-18 (3,2 м³/сут) и Юр-72 (39,3 м³/сут и 78 м³/сут на 6 и 10 мм диаметра штуцера). Положение ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2023м и –2072м. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Максимальная эффективная толщина пласта равна 6 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты, распространен в южной и юго-восточной частях Юрубченского участка, выклинивается в северном направлении. Приток газа получен пока по единственной скважине – Вдр-6 (118 тыс.м³/сут). Газонефтяной контакт условно принят на абсолютной отметке –2022 м, ВНК – на абсолютной отметке –2072 м. Эффективные мощности пласта достигают 16,7 м. Залежь газоконденсатнонефтяная, пластовая, литологически экранированная. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типов.

Горизонт Р1-2д рассматривается наиболее подробно, так как с входящей в него Юрубченской толщей связана наибольшая нефтегазоносность района. Границы горизонта отделяются от вышележащих пластов преимущественно глинистыми толщами рифея – копчерской и токурской.

Пласт Р1-2д имеет наибольшую площадь распространения: площадь газовой шапки составляет 528,1 км² (69% от общей), водонефтяная зона

равна 228,3 км² (29,8% от общей), водонефтегазовая зона – 465,4 км² (60,8%), нефтяная зона – 8,5 км² (1,1%), нефтегазовая зона – 23,5 км² (3,1%).

Залежь приурочена к доломитам Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – каверново-трещинный.

Максимально высокие (более 100 м³/сут) дебиты нефти из пласта Р1-2д получены в скважинах Юр-5, 5б, 5вг, 8, 14, 22, 24, 25, 50, 57, 71, 1046, 1061, Вдр-4.

Максимально высокие (более 100 тыс.м³/сут) дебиты газа из пласта Р1-2д получены в скважинах Юр-4, 12, 16, 25, 28, 33, 48, 49, 50, 51, Вдр-4.

По результатам испытания и данным ГИС уровень ГНК принят на абсолютной отметке –2023 м, ВНК –2072 м.

В таблице 2.2 представлена краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д

Таблица 2.2

Краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д

Наименование	Характеристики
Тип залежи	Массивный
Породы коллекторов	Доломиты юрубченской свиты
Тип коллектора	Каверново-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	725 680
Кровля	Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда
Средняя глубина залегания, м	2047
Подошва	Глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи
Абсолютная отметка ГНК, м	2023
Абсолютная отметка ВНК, м	2072
Свидетельства нефтегазонасности в пределах Юрубченского участка	Притоки нефти и газа в большой группе скважин

В таблице 2.3 отражены характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 2.3

Характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д

Толщина	Наименование	Единица измерения	Значения
Эффективная	Среднее значение	м	119,9
	Интервал изменения		4,6-347,2
Нефтенасыщенная	Среднее значение		41,9
	Интервал изменения		12,4-49,6
Газонасыщенная	Среднее значение		43,3
	Интервал изменения		0,6-78
Водонасыщенная (вскрытая)	Среднее значение		61,4
	Интервал изменения		5,4-250,0

С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северо-западная граница связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном (поднятом) блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент.

На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой пачки в долгоктинской толще.

На рис. 2.3 приведен сводный стратиграфический разрез ЮТЗ.

Рисунок 2.4 дает представление о разбуренности площади в целом.



Рис. 2.3. Схематический сводный стратиграфический разрез Юрубчено-Тохомской зоны (А.А. Жеребцов, А.А. Контарович, С.Б. Столяров, 2004).

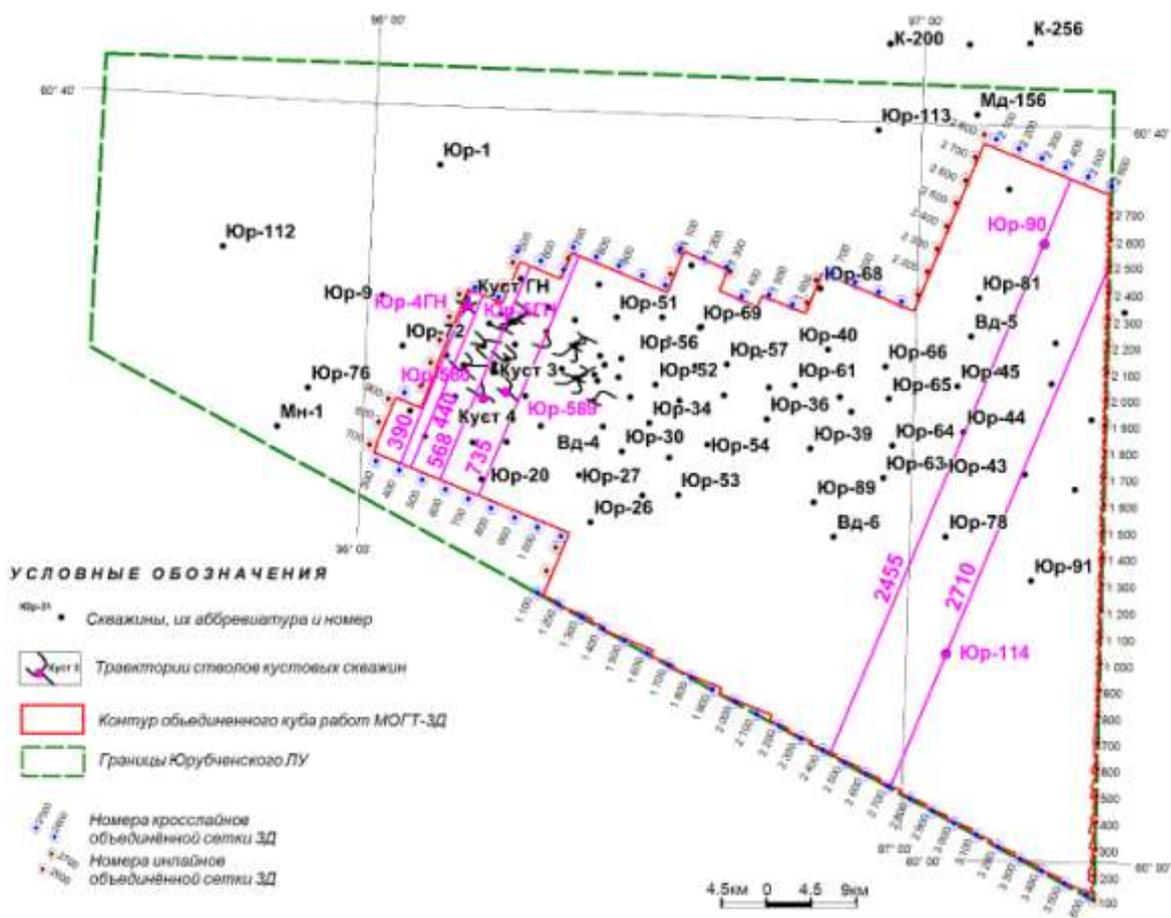


Рис. 2.4 Скважины Юрубченского ЛУ

3. АНАЛИЗ ОПУБЛИКОВАННЫХ ДАННЫХ ПО ПРОБЛЕМЕ

3.1 Применяемые методы исследования трещиноватости карбонатных пород

Карбонатные породы содержат большую часть запасов нефти и газа, но только часть запасов из них являются резервуарами первого типа. Большинство углеводородных потоков находится в низкопористых карбонатных породах (НКП), которые могут быть промышленными резервуарами, только если они содержат открытые трещины.

Поэтому исследование влияния трещиноватости прискваженного пространства на данные акустического каротажа является актуальной.

Трещиноватость коллекторов определяются различными методами, которые являются чувствительными к вызванным трещиноватостью изменениями физических свойств пород.

Открытые трещины (трещины наиболее поздних генераций) представляют наибольший интерес с точки зрения коллекторских свойств горной породы. С их помощью отражается современное поле тектонических напряжений. В большинстве случаев открытыми трещинами являются субвертикальные.

Трещиноватость горных пород можно анализировать разнообразными способами. Наибольшую информацию о микротрещинах лабораторными методами дает насыщение больших (около 5 см) люминесцентных жидкостей правильной формы, кроме того, исследуются тонкие срезы, подготовленные и предварительно пропитанные эпоксидной смолой.

Лабораторное исследование макротрещин возможно при помощи специальной технологии бурения с извлечением 100% керна большого диаметра (до 100 мм). Геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин позволяют выявить интервалы макротрещин при поглощении бурового раствора или водонефтяных проявлений. Методы гидродинамических

исследований скважин позволяют определять тип трещиноватости пласта при интерпретации данных диаграмм-показателей или кривых восстановления давления при испытаниях пласта.

Однако среди всех исследований комплекс каротажа скважин (ГИС) является наиболее важным источником информации о параметрах породы. Среди методов ГИС наиболее эффективными являются методы электрического сканирования стенки скважины и методы, связанные с закачкой в прискважинную зону индикаторов (радиоактивных, поглощающих нейтроны) в призабойную зону. Однако комплекс ГИС в большинстве случаев включает в себя стандартный набор методов. Наиболее чувствительными к гидроразрыву являются электрометрия, в частности, боковой каротаж и волновой акустический каротаж (ВАК).

3.2 Виды коллекторов по пористости и трещиноватости

В практике геологических работ чаще всего используется классификация коллекторских пород по пористости и проницаемости. (табл. 3.1).

Горные породы, которые почти непроницаемы для нефти, газа и воды, называются покрышками (экраны, флюидоупоры). Покрышки включают такие породы, как глины, аргиллиты, плотные известняки, мергели, каменная соль, гипс, ангидриды и некоторые другие плотные породы. Покрышки делятся на несколько классов, различающихся по ряду показателей, покрышки высочайшего класса представляют собой каменную соль, гипс, ангидрит и пластик монтмориллонитовой глины. На их качество влияют однородность породы, минералогический состав, отсутствие примесей и трещин. Присутствие песчаных и алевроитовых частиц в глинах значительно снижает экранирующие свойства покрышки. По размерам различаются покрышки регионального, зонального и локального рангов. Чем выше равномерность и толщина формирования пласта покрышки, тем лучше ее экранирующие свойства

Классификация песчано-алевритовых коллекторских пород по пористости и проницаемости (по А.А.Ханину, 1973)

Класс коллектора	Название породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость, мкм ²
I-очень высокий	Песчаник среднезернистый	>16.5	≥1
	Песчаник мелкозернистый	>20.0	
	Алевролит крупнозернистый	>23.5	
	Алевролит мелкозернистый	>29.0	
II-высокий	Песчаник среднезернистый	15-16.5	0.5-1.0
	Песчаник мелкозернистый	18-19.0	
	Алевролит крупнозернистый	21.5-23.5	
	Алевролит мелкозернистый	26.5-29.0	
III-средний	Песчаник среднезернистый	11-15	0.1-0.5
	Песчаник мелкозернистый	14-18	
	Алевролит крупнозернистый	16.8-21.5	
	Алевролит мелкозернистый	20.5-26.5	
IV-средний	Песчаник среднезернистый	5.8-11	0.01-0.1
	Песчаник мелкозернистый	8-14	
	Алевролит крупнозернистый	10-16.8	
	Алевролит мелкозернистый	12-20.5	
V-низкий	Песчаник среднезернистый	0.5-5.8	0.001-0.01
	Песчаник мелкозернистый	2-8	
	Алевролит крупнозернистый	3.3-10	
	Алевролит мелкозернистый	3.6-12	
VI-очень низкий, непромыш-	Песчаник среднезернистый	<0.5	
	Песчаник мелкозернистый	<2	
	Алевролит крупнозернистый	<3.3	

ленный.	Алевролит мелкозернистый	<3.6	<0.001
---------	--------------------------	------	--------

В 1958 году Е. М. Смеховым и его сотрудниками (1958) была предложена схема классификации карбонатных пород-коллекторов, в основу которой положены условия фильтрации и аккумуляции нефти в коллекторе (3.2).

Таблица 3.2.

Классификация карбонатных пород-коллекторов

Классы коллекторов		
Поровые	Трещинные	
	чисто трещинные	смешанные
		трещинно-поровые, трещинно-каверновые, трещинно-порово-каверновые коллекторы и т. д.

Трещинные коллекторы слагаются преимущественно карбонатными породами. Пространство карбонатных пород состоит из микро- и макротрещин, однако участки коллектора между трещинами являются плотными малопроницаемыми блоками пород, поровое пространство последних почти не участвует в фильтрационных процессах.

3.3 Проявления трещиноватости в геофизических данных

Наличие открытых трещин определяется различными методами, которые чувствительны к изменениям физических свойств горных пород, вызванным трещиноватостью, рассмотрим специфику трещиноватости в некоторых из них.

При сейсмических исследованиях, в том числе скважинных, трещиноватость оценивается по анизотропии скорости продольных волн. Эти исследования не имеют достаточных деталей в решении при ПГИ. Специальные исследования керна, гидродинамические исследования, в

частности гидропрослушивание, анализ процесса бурения, особенно определение интервалов поглощения бурового раствора при бурении и т. д., Также направлены на оценку трещиноватости горных пород.

Среди всех исследований одним из важных источников информации о параметрах породы является скважина геофизической разведки (ГИС). В настоящее время существуют специальные методы ГИС, направленные на выявление трещин, пересекающих скважины. Наиболее эффективными являются метод электрического сканирования стенки скважины и методы, связанные с закачкой в прискважинную зону индикаторов (радиоактивных, поглощающих нейтроны) в призабойную зону. Но в большинстве скважин комплекс ГИС включает стандартный набор методов. Известно, что волной акустический каротаж (ВАК) и электрометрия скважин, в частности, боковой каротаж (БК), наиболее чувствительны к трещиноватости горных пород. Однако доступные методы оценки трещиноватости физическими методами имеют ряд недостатков, и не являются прямыми методами.

Гамма-гамма спектрометрия (ГГК-С)

Основой геологической интерпретации данных спектрометрического гамма каротажа (СГК) является корреляция содержания урана (U), тория (Th) и калия (K) в горных породах глубинных отложений с их литологическими и петрофизическими свойствами, а также генезисом этих отложений. При спектральном гамма-каротаже определяют суммарную естественную радиоактивность породы и отдельное содержание в ней калия, урана и тория.

Для чистых карбонатных пород характерно низкое содержание K, U и Th и соответственно низкая гамма-активность. Обогащение карбонатных пород глинистым материалом отмечается спектральным гамма-каротажем максимумом на кривой ГК и увеличением содержания K, U и Th. В отдельных случаях против карбонатных пород наблюдается повышенная гамма-активность по ГК при низком содержании K и Th, но высокой концентрации U. Эти

интервалы совпадают с трещиноватыми и высокопродуктивными зонами карбонатных отложений.

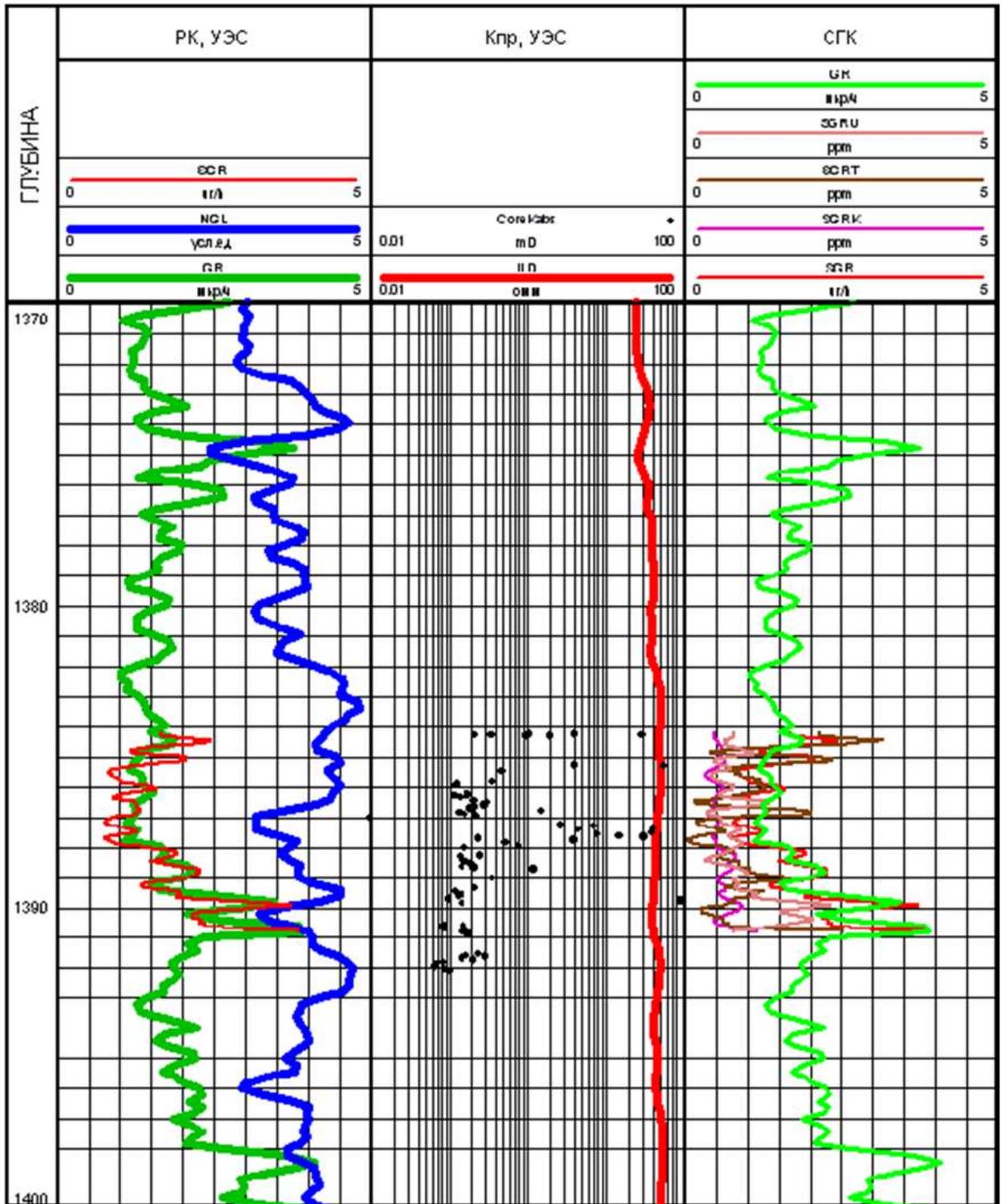


Рис. 3.1. Пример планшета данных ГИС с данными ГК-спектрометрии

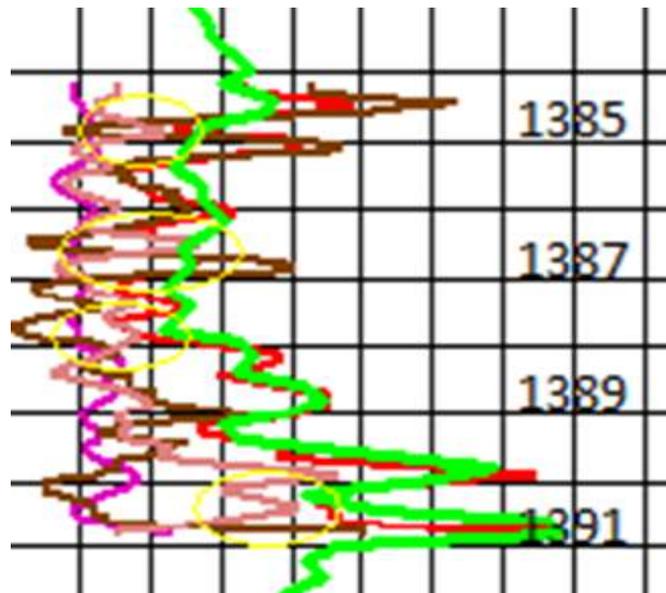


Рис. 3.2. Кривые спектрального гамма-каротажа в интервале 1384,2-1392,2 м (Th (SGRT) – коричневым цветом, U (SGRU) – розовым цветом, K (SGRK) – калию, интегральная гамма-активность (SGR) - красным цветом). Зеленым цветом выделена интегральная кривая гамма-каротажа(GR).

На рис. 3.2. желтым цветом выделены области, на которых отмечаются повышенные значения концентрации урана при пониженных значения тория и калия (на глубинах 1384.95, 1386.6, 1387.5 и 1390.4 м).

Электрометрии скважин.

Изучением связи между трещиноватостью горных пород и их электрическим сопротивлением занимались Барсуков О.В., Боярчук А.Ф., Еникеев Б.Н., Итенберг С.С., Лимбергер Ю.А., Нечай А.М., Шнурман Г.А. Элланский М.М., и многие другие исследователи.

Трещиноватость снижает удельное электрическое сопротивление низкопористых пород благодаря уменьшению извилистости токовых каналов и увеличению роли поверхностной (по поверхности трещин) проводимости. Аномальная электропроводность трещин иногда позволяет выделить их по аномалии силы тока, стекающего с центрального электрода прибора БК или по аномалии показаний прибора индукционного каротажа (ИК). Но обычно требуется количественная обработка данных.

Однако наиболее эффективными являются способы нормирования показаний БК с кривыми методов акустического (АК), нейтронного (НК) или плотностного (ГГК-П) каротажа.

Метод волнового акустического каротажа (ВАК)

Критерии оценки трещиноватости по данным акустического каротажа разрабатывались Дзедбанем И.П., Карусом Е.В., Кузнецовым О.Л., Ивакиным Б.Н. и многими другими.

Трещиноватыми являются плотные и низкопористые известняки. Наличие трещин может изменить скорость, амплитуду, затухание, частоту и другие параметры акустических волн, регистрируемых при каротаже. Рассмотрим влияние наличия трещин на данные акустических волн на основе работы Князева А. Р.

Участки пород с высокой трещиноватостью в карбонате разрезе отличаются повышенными и максимальными показаниями Δt_p и α_p .

Под руководством Князева А. Р. была разработана компьютерная программа АК-КОМП, которая используется для анализа данных ВАК. С помощью программы определяются интервальное время продольной (Р), поперечной (S) и поверхностной (или Стоунли, St) волн, частота и ширина спектра, энергия, коэффициент затухания для каждого типа волн и для волнового сигнала (ВС) в целом, и другие параметры. Одним из достоинств программы является способ графического отображения ВС в виде волновой картины (ВК), наглядно показывающей, как изменяются Р-, S- и St- волны по разрезу.

3.4 Выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства.

Основные признаки коллекторов с вторичной пористостью (трещиноватостью, кавернозностью) на диаграммах волнового АК следующие:

- нарушение синфазности фазовых линий на ФКД;
- уменьшение амплитуд (соответственно увеличение коэффициента затухания) продольных, поперечных и лэмбовских волн;
- повышение значения интервального времени продольных волн в участках разреза, где преимущественно развита горизонтальная трещиноватость.

Однако аналогичная картина может наблюдаться в отношении глинистых пород, интервалов между слоями с резкими отражающими границами (например, известняк, глина) и т.п. Таким образом, окончательная идентификация пласта коллектора, его присвоение тому или иному типу в соответствии со структурой порового пространства осуществляется в результате всего комплекса данных АК с привлечением других, наиболее информативных методов ГИС, которыми можно устранить мешающие факторы. К таким методам относятся методы радиометрии (КЦ НГК), кавернометрия, микрозондирование.

Для межзерно-трещинного коллектора характерно увеличение интервального времени Δt_p , искажение фазовых линий, особенно в области поперечных волн, уменьшение амплитуд поперечных и лэмбовских волн на аналоговых кривых и волновых картинах (рис.3.3, 3.4). Уменьшение амплитуд продольных волн в этом коллекторе наблюдается только в интервалах с сильно развитой трещиноватостью, где наблюдается значительное снижение AR из-за затухания упругих волн за счет наличия трещин.

Значения коэффициентов пористости для АК и НГК в этом резервуаре одинаковы, что указывает на преобладающее влияние на Δt развитой межзерновой пористости.

Низкопористые *межзерново-трещинные коллекторы* характеризуются снижением амплитуд поперечной волны, увеличением степени искажений фазовых линий (особенно в области поперечной волны) на ФКД, что связано с наличием трещиноватости, превышением значений $K_{п.ам}$ над $K_{п.нм}$.

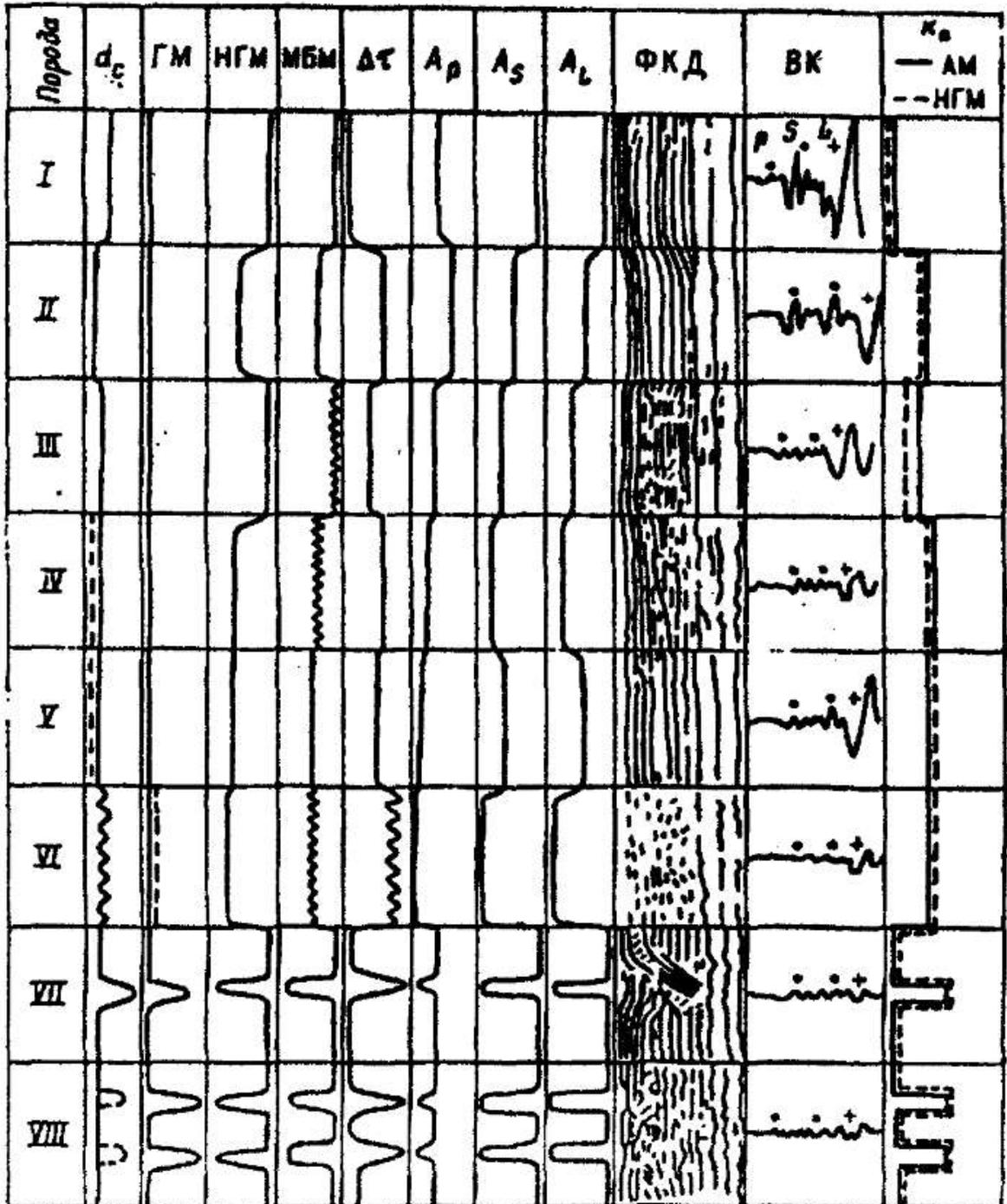


Рис. 3.3 – Интерпретационная схема для выделения карбонатных коллекторов и учет мешающих факторов.

I – плотная, монолитная порода; II – коллектор с межзерновой пористостью; III – низкопористый трещинный коллектор; IV – межзерново-трещинный коллектор; V – межзерново-кавернозный коллектор; VI – межзерново-кавернозно- трещинный коллектор; VII – размытый глинистый пласт; VIII – переслаивание известняков и глин.

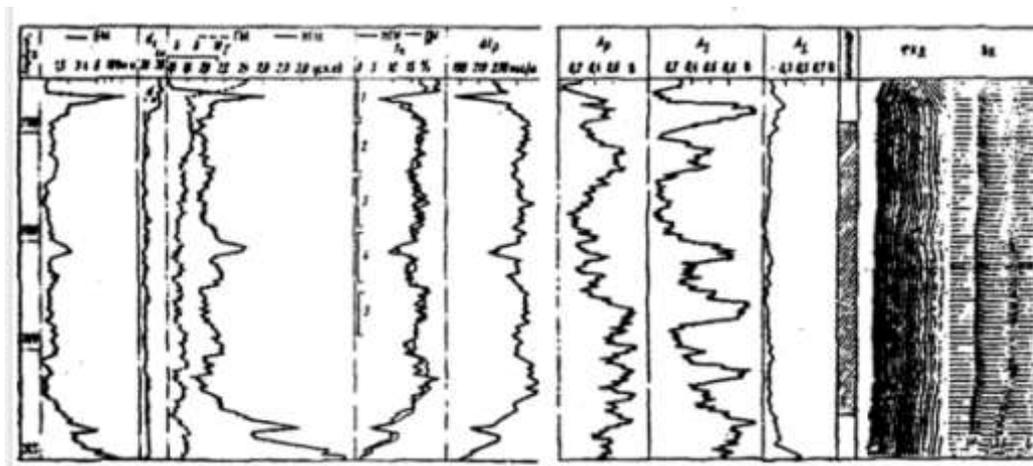


Рис. 3.4 – Пример выделения межзерново-трещинного коллектора (заштрихован)

В графе K_n показаны интервалы притока пластовой воды с дебитом, $\text{м}^3/\text{сут}$: 1–4,6; 2 – 8,2; 3 – 4,4; 5 – 3,0.

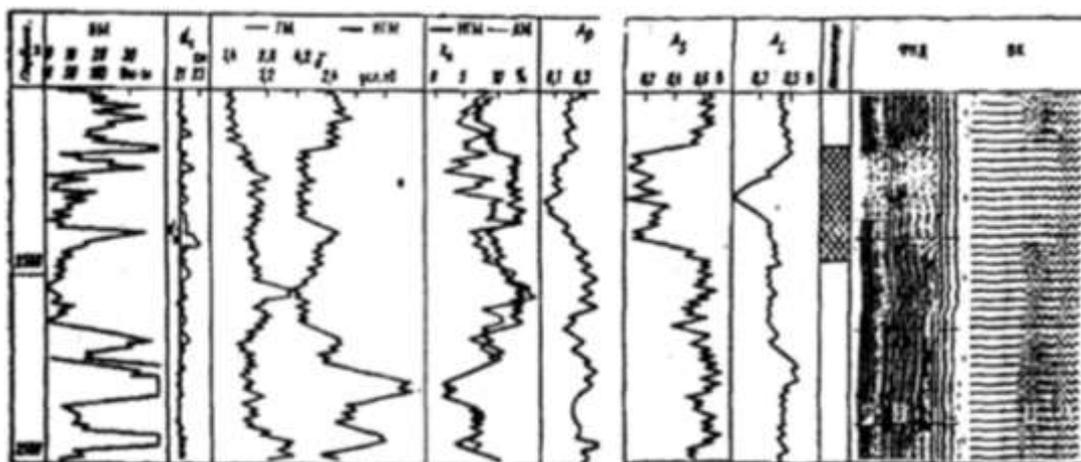


Рис. 3.5 – Пример выделения межзерново-трещинно-кавернозного коллектора (заштрихован)

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

Геофизические исследования скважин проводятся с целью решения следующих задач: литологическое расчленение разреза и определение коллекторов; для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов; оценка характера насыщения и коэффициентов насыщения жидкости; определение водонефтяного контакта (ВНК); определение технического состояния скважины.

4.2 Обоснование объекта исследований

Структурная карта по кровле оскобинской свиты.

В результате работы последних лет на кровле оскобинской свиты была построена структурная карта. Карта основана на сеточной модели, уточненной с использованием стратиграфической разбивки изученных скважин. Спроектированная скважина нанесена на карту (рис. 4.1)

Оскобинская свита имеет ограниченное распространение в изучаемой области, в восточной части она полностью отсутствует, поэтому в структурном отношении с запада на восток происходит постепенный переход кровли оскобинской свиты к кровле рифей или фундамент.

Наиболее глубоко погруженная часть структурного плана по кровле оскобинской свиты приурочена к юго-западной части склона антеклизы и граничит с Енисейским кряжем (максимальные а. о. составляют -3000 - -4000 м), наименьшей глубиной залегания оскобинская свита характеризуется в северо-восточной части изучаемой территории и а. о. составляют -1700 – -2000 м .

абсолютная отметка, м

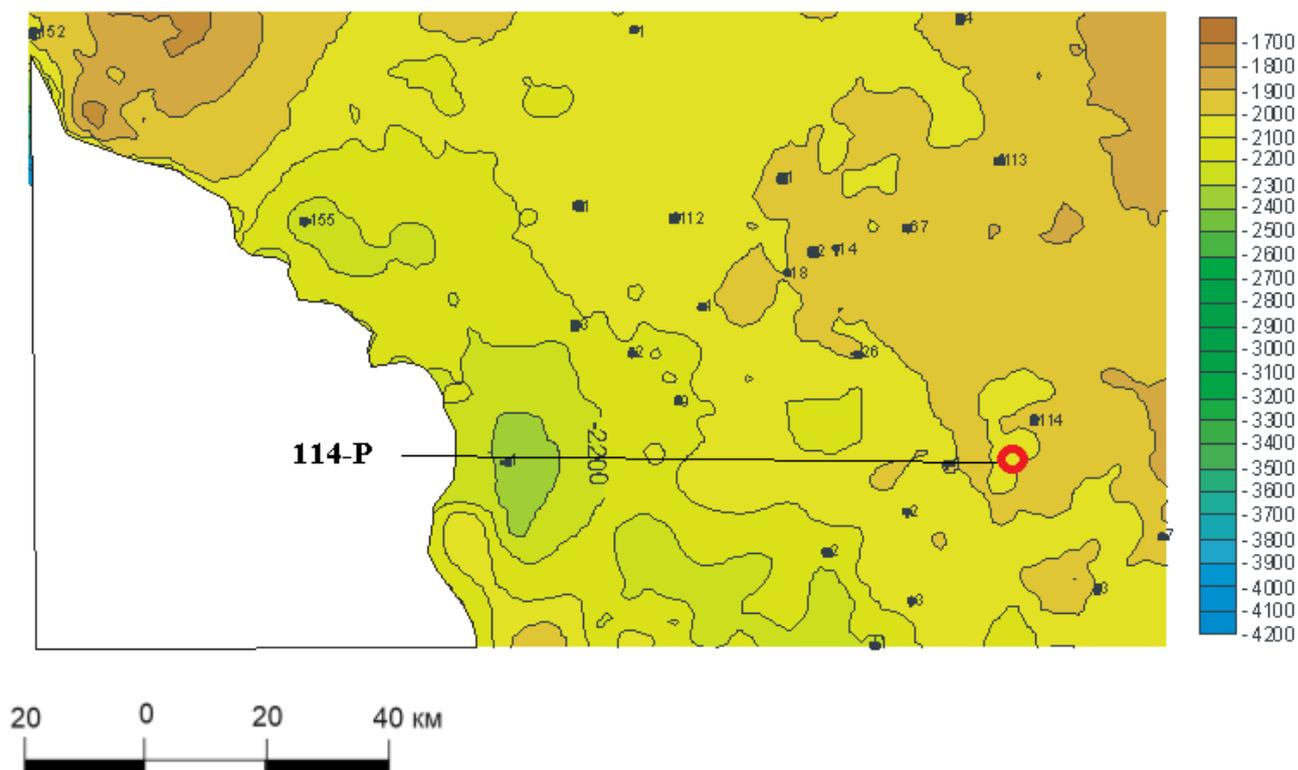


Рисунок 4.1. Структурная карта по кровле оскобинской свиты

Для уточнения положения ВНК закладывается бурение проектной скважины 114Р, Скважина закладывается в 5км на юго-юго-запад от скважины Юр-114 с проектной глубиной 3100 м с забоем в верхнем рифее (Верхнеимэрекэнская свита). В скважине предполагается следующая литолого-стратиграфическая разбивка (табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Литолого-стратиграфическая разбивка в проектной скважине 114Р (абсолютные отметки)

Альтитуда устья	56,4
	-
Тэтэрская свита	-1775
Собинская	-1825
Катангская	1880
Оскобинская	1950
Токурская	1990
Забой	2160

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Построение физико-геологической модели для объекта исследования является основой для выбора рационального комплекса геофизических исследований в проектной скважине. Модель строится на основании анализа геолого-геофизических данных с использованием каротажного и кернового материала по пробуренным ранее скважинам.

4.3.1 Априорная ФГМ объекта и задачи работ

Данные литологического строения разреза и соответствующие литологическим единицам геофизические аномалии составляют физико-геологическую модель продуктивной части разреза Юрубченского месторождения (рисунок 4.2).

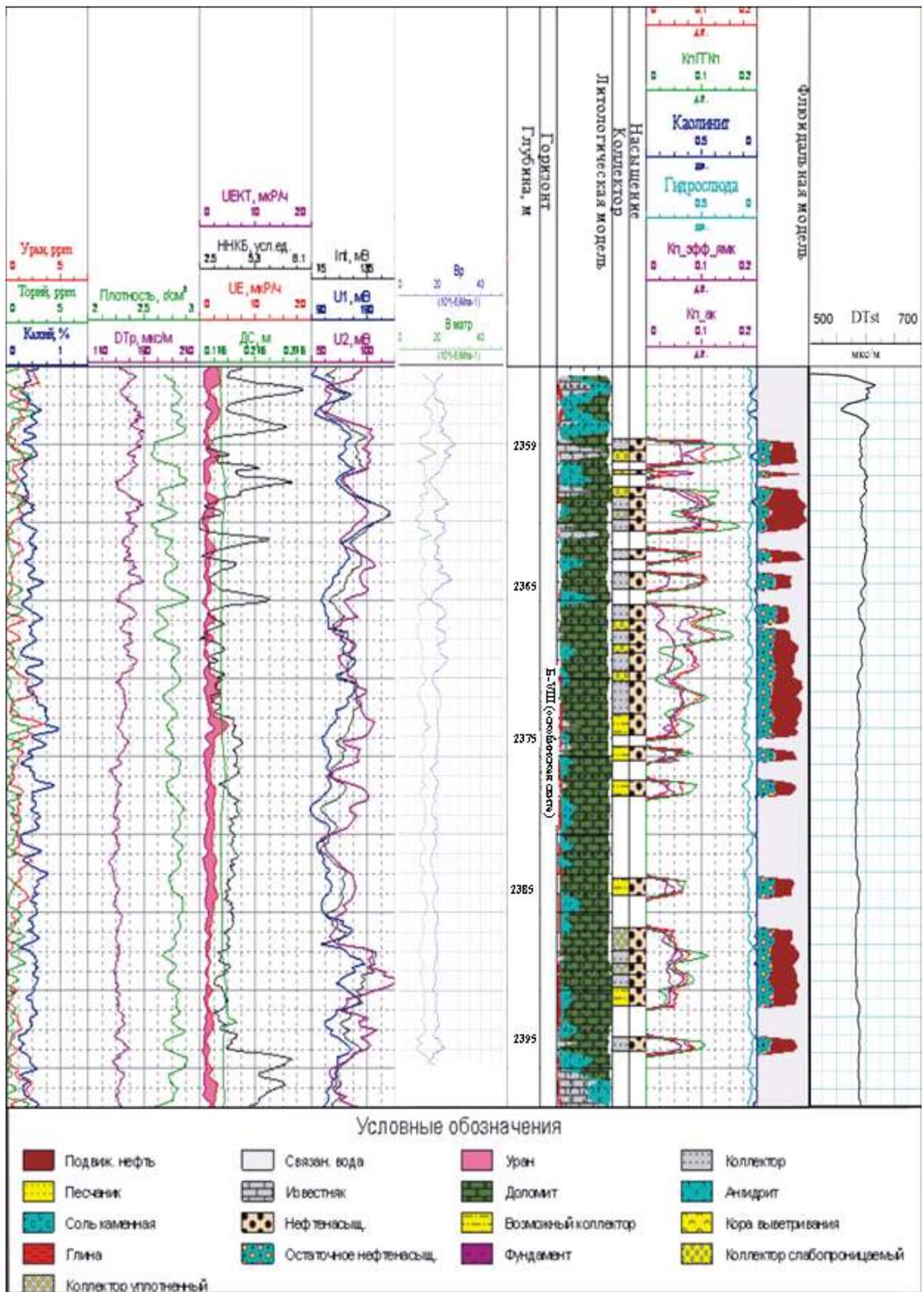


Рисунок 4.2 – Физико-геологическая модель пласта Б-VIII Юрубченского месторождения

На основании составленной ФГМ можно определить значения параметров ГИС в проектируемой скважине, характер насыщения, уровень ГНК, петрофизические параметры. Для литологического расчленения разреза и

выделения коллекторов могут применяться следующие методы: ПС, КС, МКЗ, ИК, АК, кавернометрия.

Для определения коэффициента пористости используются методы НКТ, ГГК–п, ПС, ЭК, АК. Глинистость определяется методами ГК, ПС. Коэффициент проницаемости определяется методами ПС, БК.

Характер насыщения коллекторов и местоположения ВНК при наличии зоны проникновения определяются методами БКЗ, БК, ВИКИЗ. Методы электрического каротажа дают основные сведения при литологическом расчленении разреза, выделении границ пластов, их идентификации по разрезу и проведение корреляционных линий. Выделение проницаемых интервалов производится по наличию отрицательных аномалий ПС.

4.3.2 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Для решения поставленных, геологических задач будет применяться комплекс ГИС аналогичный ранее произведенному комплексу на данном месторождении, так как он является достаточно достоверным и петрофизически - контрастным, что позволяет в полной мере выделить необходимые объекты и рассчитать фильтрационно – емкостные свойства. Геофизические исследования в скважинах Юрубченского месторождения представлены следующим комплексом исследований:

- стандартный каротаж с ПС;
- боковое каротажное зондирование;
- боковой каротаж;
- микрозондирование;
- кавернометрия;
- индукционный каротаж;
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- гамма-каротаж;
- резистивиметрия.

Стандартный каротаж предназначен для литологического расчленения, корреляции разрезов скважин, определения эффективных мощностей. Исследования проводятся подошвенным градиент зондом А2.0М0.5N, потенциал–зондом, с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС). Регистрация диаграмм проводится в масштабе глубин 1:500; 1:200; масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2.5 Ом*м/см; масштаб записи кривых потенциала собственной поляризации 12.5 мВ/см. Скорость регистрации до 2500 м/ч (табл.9).

Таблица 4.2 – Методы исследования и аппаратура, применяемая при геофизических исследованиях

Вид исследования	Применяемая аппаратура
Стандартный каротаж с ПС	Э-1, Э-4,Э-9, АБКТ, К –1,К-3,ПК-2, СКР-99
Боковое электрическое зондирование	Э-1, Э-4, Э-9,АБКТ, К –1,К-3,ПК-2, СКР-99
Микрозондирование	МДО-2, МДО-3
Индукционный каротаж	АИК-5, АИК-1М, АИК-М, ПИК-1М, ПИК-100, ПИК-5, КАС-100, КАС-1
Боковой каротаж	Э-1,Э-4, Э-9,ТЭМП-01,АБКТ, Спарка, ПК-2,К-2, К-3
Микробоковой каротаж	МБКУ, МБК б/н
Радиоактивный каротаж	ДРСТ-1, ДРСТ-СД, ДРСТ-1СД, РКС-3, РКС-47, РКС
Кавернометрия	СКО-2, КС-3

Боковое электрическое зондирование проводится комплектом подошвенных градиент зондов: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2,0М0.5N, А4.0М0.5N для выделения пород коллекторов, оценки характера насыщения пород коллекторов, определения удельного сопротивления неизменной части пласта (ρ_p) и удельного сопротивления зоны проникновения ($\rho_{зп}$). Масштаб записи 2.5 Ом*м/см, скорость регистрации до 2500м/час.

Микрозондирование проводится с целью выделения проницаемых интервалов и уточнения границ, уточнение эффективных мощностей и границ коллекторов. Запись производилась зондами А0.025М0.025N и А0.05N одновременно. Масштаб записи кривых 2.5 Ом*м/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации до 1200 м/час.

Боковой каротаж проводился с целью выделения маломощных пластов с высоким сопротивлением, уточнения эффективных мощностей, определение удельного сопротивления пластов в комплексе с БЭЗ и ИК. Масштаб записи кривой сопротивления 2.5 Ом*м/м – в линейном масштабе и модуль 6.25 в логарифмическом масштабе, масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2500-3000 м/час.

Индукционный каротаж является основным методом при определении удельного сопротивления горных пород в области низких значений; используется для определения характера насыщения пластов, определения положения водонефтяного контакта. Запись кривых проводится зондами 4И1.0; 6Ф1.0; масштаб записи кривых 25 мСм/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации 2000-2200м/час.

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

Масштаб записи кривых ГК-0.5 мкР/час/см, для НКТ - 0.2 у.е./см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Исследования проводятся двухканальной аппаратурой ДРСТ-1СД. В канале ГК используются счетчики NaJ размером 40*80 (30*70). В канале НКТ применяются счетчики СНМ-18. Мощность плутониево-бериллиевых (Pu+Be) и полониево-бериллиевых (Po+Be) источников от $8.0 \cdot 10^6$ - $10.8 \cdot 10^6$ н°/сек. Скорость регистрации кривых 200-400 м/час. Постоянная времени (τ) интегрирующей ячейки - 3 - 6 сек.

Кавернометрия проводится с целью определения диаметра скважины, выделения пластов-коллекторов и уточнения эффективных мощностей

коллектора. Масштаб глубин 1:500, 1:200; масштаб записи кривых 2 см/см, скорость регистрации 1000-2000м /час.

Резистивиметрия проводится с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (ρ_c), которое используется при обработке методов БЭЗ, ИК-БК. Масштаб записи 1.0 Омм/см, масштаб глубин 1:200, 1:500, скорость регистрации до 3000м/час.

Комплекс геофизических исследований позволяет решать следующие задачи: проводить литологическое расчленение и корреляцию разрезов скважин, выделять породы - коллекторы в изучаемом разрезе, определять характер насыщения и коллекторские свойства пластов, определять эффективные мощности, текущую и начальную нефтенасыщенности пластов. Исходя из опыта ранее проведенных работ и, учитывая вышесказанное, в скважине 114Р, закладываемой на южном склоне Юрубченской структуры, проектируется комплекс методов, представленный в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Проектируемый комплекс геофизических методов для выполнения работ в проектной скважине 114Р

№ пп	Наименование исследований	Масштаб	Интервалы исследования, м
Бурение под кондуктор (открытый ствол)			
1	Стандартный каротаж ПС, БК,	1:500	
2	Инклинометрия	через 25 метров	
В кондукторе (обсаженный ствол)			
3	АКЦ	1:500	
Бурение под эксплуатационную колонну (открытый ствол)			
4	Ст. зонд, ПС, КВ	1:500	
5	ГК	1:500	
6	Инклинометрия	через 25 метров	
7	Ст. зонд, ПС, ИК, КВ, АК, МКЗ, Резистивиметрия, МБК, БК, БКЗ	1:200	
8	ГК, ННК-т	1:200	
9	Инклинометрия	через 25 метров	
В эксплуатационной колонне (обсаженный ствол)			
10	АКЦ	1:500	

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

На Юрубченском месторождении геофизические исследования скважин будут проводиться в соответствии с руководящим документом РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследования и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» дата введения 2001-07-01 и будут производиться следующей аппаратурой, выбор которой основывается на геофизической изученности по результатам ранее проведенных геофизических исследований и поставленной задачи данного проекта.

5.1.1. Применяемая аппаратура и оборудование

Прибор комплексный электрического каротажа *K1A-723-M*. Прибор измеряет кажущееся удельное электрическое сопротивление горных пород зондами бокового каротажного зондирования (БКЗ) и трёхэлектродного бокового каротажа (БК), потенциал самопроизвольной поляризации (ПС), удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости, кажущееся электрические проводимости горных пород зондом индукционного каротажа (ИК).

Прибор рассчитан на работу совместно со следующими изделиями:

- каротажными станциями по ГОСТ 25785-83, оснащёнными системой «АЯКС»;
- модулем сопряжения с системой «АЯКС»;
- трёхжильным бронированным каротажным кабелем по ГОСТ 6020-82 марки КГЗ – 70-180 длиной 3000-5000 м, оснащённым кабельным наконечником по ГОСТ 14213-81;
- каротажным генератором типа П4507 или УГ-1.

Диапазоны измерений: от 0,2 до 5000 Ом-м для зондов А8.0М1.0N, А4.0М0.5N, А2.0М0.5N, N0.5М2.0А, А1.0М0.1N; от 0,2 до 1000 Ом-м для зондов А0.4М0.1N, N1 1М0.5; от 0,2 до 10000 Ом-м для зонда БК; от 10 до 2500 мСм/м для зонда ПК; от 0,05 до 5 Ом-м для резистивиметр; от -0,5 В до +0,5 В для сигнала ПС.

Условия эксплуатации: максимальное рабочее гидростатическое давление - 80 мПа; максимальная рабочая температура окружающей среды - 120°С.

Габаритные параметры прибора: длина жёсткой части не более 3,9 м; диаметр не более 75 мм; масса прибора не более 80кг; длина гибкого зонда не более 17м.

Точка записи зондов: А8.0М1.0N - 14,50м; А4.0М0.5N - 10,25м; А2.0М0.5N - 14,75м; N0.5М2.0А - 10,25м; А1.0М0.1N - 13,55м; А0.4М0.1N - 12,95м; N11М0.5А - 12,25; резистивиметр - 6,00м; БК - 17,68м; ИК - 19,67м; ПС- 15,75м.

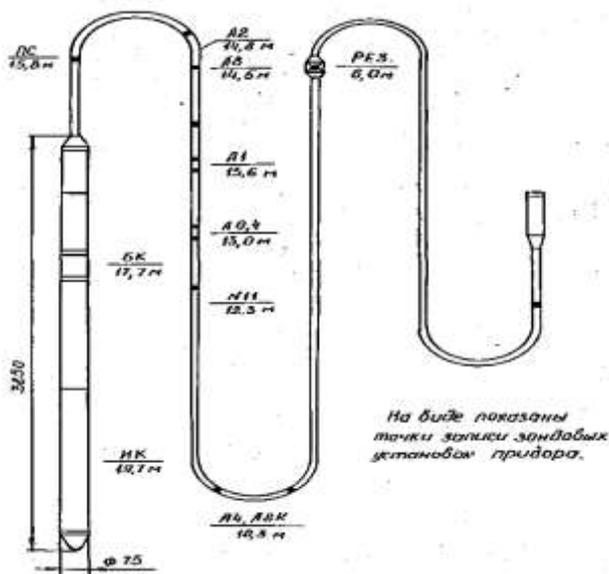


Рисунок 5.1 – Общий вид прибора К1А-723-М [6]

Прибор МК-ГМ (МБК-90). Данный прибор измеряет электрическое сопротивление горных пород зондами микрокаротажа (МК) и бокового микрокаротажа (МБК), а также диаметра скважины Дс.

Технические данные: напряжение питания прибора – 220 В, 50 Гц; мощность, потребляемая прибором, В·А не более: в режиме измерений – 10; в режиме открытия (закрытия) измерительных рычагов – 80.

Диапазон измеряемых параметров: кажущееся сопротивление ρ_k для градиент и потенциал-микрозондов от 0,1 до 40 Ом·м; диаметр скважины от 160 до 400 мм.

Габариты прибора электромеханического блока диаметр – 90 мм, а длина – 2350 мм. Блока электронный диаметр 76 мм, а длина 1300 мм. Длина всего прибора в сборе не более – 4,6 м. Масса прибора не превышает 122 кг.

Каверномер-профилемер скважинный СКПД-3. Прибор СКПД-3 одновременно измеряет значения двух взаимно перпендикулярных поперечных размеров (диаметров) ствола скважины и их средний диаметр для нефтяных и газовых скважин.

Условия эксплуатации: прибор СКПД-3 может работать в скважинах при температуре окружающей среды 180 град. Цельсии и гидростатическом давлении 120 МПа.

По команде с поверхности управление измерительными рычагами многократное. Время не более 2 мин для раскрытия и закрытия рычагов. Усилие прижатия каждого рычага к стенке скважины не менее 60 Н при измерении диаметра 100 мм и не более 200 Н при измерении диаметра 760 мм.

Габариты прибора: длина - 3426 мм; диаметр - 80 мм; масса прибора - 76 кг.

Прибор скважинный радиоактивного каротажа двухканальный малогабаритный срк-2м. Прибор СРК-2М предназначен для исследования скважин на месторождениях газа, нефти и твердых полезных ископаемых методами гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК).

Прибор обеспечивает проведение измерений в скважинах диаметром от 50 мм и более (в т.ч., и через НКТ), заполненных водной промывочной жидкостью с содержанием NaCl от десятых долей процента до минерализации, соответствующей насыщению, NaOH - до 20%, нефти - до 10% и водородным

показателем (рН) до 10, при верхних значениях температуры окружающей среды и гидростатического давления 120°C и 80 МПа, соответственно, со скоростью каротажа от 200 до 400 м/ч в зависимости от решаемых задач и геолого-технических условий в скважине.

Прибор эксплуатируется в комплексе со следующими изделиями:

- любым пультом радиоактивного каротажа, содержащим не менее двух измерительных каналов (например, КУРА2М, ИПРКУ-А);
- любой каротажной лабораторией типа ЛКС;
- кабелем грузонесущим геофизическим бронированным любой марки длиной до 6000 м.

Источником быстрых нейтронов полоний-бериллиевым типа ВНИ-2 или плу-тоний-бериллиевым типа ИБНВ -5 с потоком нейтронов от $5 \cdot 10^6$ до $1 \cdot 10^7$ 1/с.

Питание прибора осуществляется постоянным электрическим стабилизированным током от блока питания наземного пульта или от источника питания, входящего в состав каротажной лаборатории.

Сила электрического тока питания прибора (95±5) мА. При этом напряжение питания на входе прибора не более 26 В.

Мощность, потребляемая прибором, не более 2,6 Вт.

Диапазон измерения: естественного гамма-излучения от $14 \cdot 10^{-14}$ до $14 \cdot 10^{-12}$ А/кг; водонасыщенной пористости Кп от 1 до 40%.

Условия эксплуатации:

- диапазон рабочих температур окружающей среды - от -10 до +120°C.
- верхнее значение гидростатического давления рабочих условий - 80 МПа.

Габариты прибора: номинальный наружный диаметр - 42 мм; длина не более - 2500мм; масса прибора - не более 25 кг.

Аппаратура ВИКИЗ (рис.5.2). Аппаратура высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), предназначена для исследования скважин, бурящихся на нефть и газ,

обеспечивает измерение кажущегося удельного электрического с помощью пяти электромагнитных зондов и потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) с помощью электрода ПС.



Рисунок 5.2 – Аппаратура ВИКИЗ [20]

Аппаратура ВИКИЗ состоит из скважинного прибора и наземной панели (рабочие условия применения):

Технические данные аппаратуры ВИКИЗ:

- диапазон измерения кажущегося УЭС от 1 до 200, Ом·м;
- напряжение питания 220 ± 22 , В.

Габаритные размеры скважинного прибора: диаметр 0,073, м; длина, не более 4,00, м.

Габаритные размеры наземной панели не более 0,34/0,20/0,09 метров.

Масса скважинного прибора 50, кг, наземной панели 3,5, кг.

АКВ-1 (рис. 14). Аппаратура акустического каротажа АКВ-1 регистрирует волновые картины и измеряет интервальные времени, амплитуды и затухания всех типов упругих волн (Лэмба-Стоунли, продольных, поперечных) в обсаженных и необсаженных колонной газовых и нефтяных скважинах, диаметры скважин от 110 мм до 300 мм.

Зондовая установка включает магнитострикционный излучатель упругих волн с частотой излучения 12 ± 3 кГц и 22 ± 5 кГц и шесть широкополосных пьезокерамических приемников упругих волн.

Формулы зондов:

И(1.5)П1(0.2)П2 (0.2)П3;

И(1.5)П1(0.2)П2 (0.2)П3 П4(0.2)П5 (0.2)П6;

И(1.5)П4(0.2)П5 (0.2)П6(0,5)П1(0,2)П2(0,2)П3.

Излучатель работает в режимах: в низких частотах (НЧ), в высоких частотах (ВЧ), а также в ВНЧ, в этом режиме излучатель упругих волн работает поочередно в режимах ВЧ и НЧ.

Аппаратура АКВ-1 обеспечивает преобразование α в диапазоне 0-30 дБ/м.

Условия эксплуатации: максимальная температура 150С°; максимальное рабочее давление 100МПа; диаметр скважины от 100 до 300 мм; каротажный кабель трёхжильный.

Габариты прибора: длина скважинного прибора 6470 мм, максимальный диаметр 73 мм; масса прибора 94 кг.

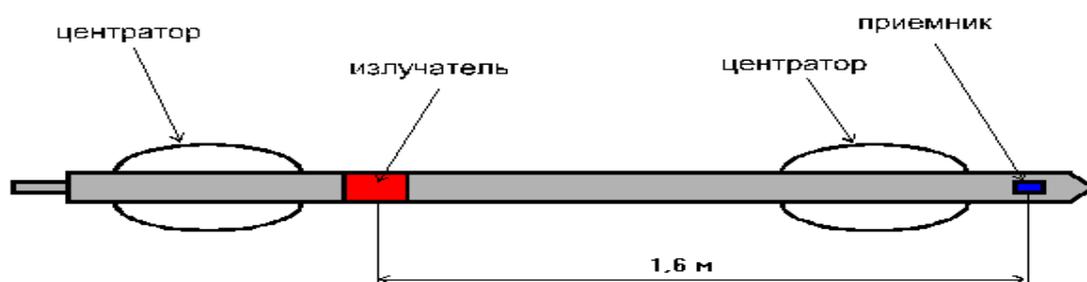


Рисунок 5.3– Схема прибора АКВ-1

ИОН-1. Инклинометрия проводится прибором ИОН-1, прибор позволяет проводить запись по точкам через 10 м, так же можно проводить непрерывную запись. Скорость записи – 600 м/ч.

Измеряемые параметры: диапазон измерения магнитного азимута – 0°-360°, диапазон измерения зенитного угла скважины – 0°±180°, диапазон измерения угла поворота – 0°-360°.

Пределы допускаемой основной погрешности: магнитный азимут ±3°, зенитный угол от 3° до 7°, угол поворота 3 градуса, зенитный угол в диапазоне от 0 до 120 град – 0,25°. При измерении азимута и угла поворота: 1,5°. При измерении зенитного угла: 0,25°.

Для спуско-подъемных операций будем использовать подъемник каротажный самоходный *ПКС-3,5М*, а для регистрации и обработки геофизических данных – каротажную станцию *КЕДР-02*.

5.1.2 Метрологическое обеспечение

Ежегодно все скважинные приборы, применяемые при ГИС, должны своевременно проходить калибровку. Протоколы и сертификаты калибровки заносятся в электронную базу данных, которая позволяет накопить данные о калибровке всего парка аппаратуры на протяжении срока её службы, а также являться источником информации для работников КИП о пригодности скважинной аппаратуры при обработке материалов ГИС.

Метрологическое обеспечение инклинометрических работ осуществляется службой подготовки инклинометрической аппаратуры, работники которой имеют удостоверения калибровщика геофизической аппаратуры.

Также метрологический контроль скважинной аппаратуры осуществляется работниками службы подготовки аппаратуры бурящихся скважин, имеющими удостоверения калибровщика геофизической аппаратуры.

Метрологические работы будут осуществляться базовой службой метрологического обеспечения геофизической аппаратуры Центрального геофизического цеха в составе 9 человек.

5.2 Геологическая интерпретация геофизических данных

Интерпретация геофизической информации является решением основных геологических проблем. Геологическая интерпретация геофизических данных осуществляется комплексно, с использованием нескольких методов, поскольку решение этих задач в общем случае по данным только одного метода исследования скважин затруднено.

Литологическое расчленение. Расчленение производится с привлечением данных ранее проведенных работ на Юрубченском месторождении.

По кривым ПС, ГК, БК и кавернограмме терригенные различия делятся на песчаные и глинистые. Против песчаников соответствуют отклонение

кривой ПС в сторону отрицательных значений $\Delta U_{ПС}$, минимальные значения интенсивности естественного гамма-излучения I_γ , и уменьшенный диаметр скважины. Глинам соответствуют положительные аномалии $\Delta U_{ПС}$, максимальные значения I_γ и наличие каверн. Алевролиты и глинистые песчаники характеризуются номинальным диаметром скважины и промежуточными значениями $\Delta U_{ПС}$ и I_γ . С увеличением глинистости величина интенсивности I_γ увеличивается, а величина $\Delta U_{ПС}$ будет уменьшаться.

Кривые НКТ, ИК, БК хорошо отмечают в разрезе плотные карбонатизированные песчаники, так называемые плотняки и угли, которые характеризуются высокими сопротивлениями $\rho_{П}$. Против угля по НКТ будут минимальные значения, а против плотняков максимальные значения.

Выделение коллекторов. Выделение коллекторов производится по кривым ПС, микрозондирования, кавернометрии и ВИКИЗ. Проницаемым породам соответствуют: отрицательные аномалии $\Delta U_{ПС}$, положительное расхождение кривых микропотенциал зонда и микроградиент зонда, уменьшение диаметра скважины, расхождение значений между зондами ВИКИЗ из-за их разной глубины исследования, низкие значения I_γ .

Выделение нефтеносных пластов. Нефтеносные песчанистые горизонты в песчано-глинистом разрезе выделяются по высоким удельным электрическим сопротивлениям, которую определяют с помощью данных ИК, БК, БКЗ и больших зондов ВИКИЗ. По данным нейтронного гамма-метода и метода плотности тепловых нейтронов разделяют песчано-глинистые коллектора на водоносные и нефтеносные, именно по высокой минерализации пластовых вод. Водоносные разности в отличие от нефтеносных характеризуются повышенной интенсивностью $I_{n\gamma}$ и пониженной плотностью тепловых нейтронов I_{nT} .

Выделение газоносных пластов. Газоносные коллекторы, так же как и нефтеносные, в песчано-глинистом разрезе отмечаются высоким удельным электрическим сопротивлениям $\rho_{П}$ и кажущимися $\rho_{К}$. Песчано-глинистые коллекторы по нефтегазоносности разделяют по нейтронным методам. Газоносный коллектор, как правило, характеризуется низким содержанием

водородосодержания. По сравнению с нефтеносными, газоносные горизонты характеризуются более высокими интенсивностями I_{ny} и плотностью тепловых $I_{нт}$.

Определение коэффициентов глинистости, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности. Коэффициент глинистости определяется такими методами, как ПС и ГК по петрофизическим уравнениям и зависимостям коллекторов Юрубченского месторождения.

По ПС показания метода выражаются в величине амплитуды $\Delta U_{пс}$ отклонения кривой ПС от условной нулевой линии (обычно от линии чистых глин) или в относительных единицах $\alpha_{пс}$, таким образом:

$$K_{гг} = 0,4346 - 0,3846 \cdot \alpha_{пс}, \text{ долиед.}, \quad \text{где } \alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс}^{max}}.$$

По ГК для песчано-глинистых пород, в которых отсутствуют значительные примеси глауконитовых, монацитовых, карнотитовых и других высокорadioактивных песков, песчаников и конгломератов, зависимость при условии выражения ее в относительных единицах ΔJ_{γ} будет следующей:

$$K_{гг} = 1,055 - (1,14 - 1,111 \cdot \Delta J_{\gamma})^{0.5}, \quad \text{долиед.}$$

где ΔJ_{γ} - двойной разностный параметр ГК, который вычисляется по формуле:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma}^{min}}{I_{\gamma}^{max} - I_{\gamma}^{min}}.$$

где I_{γ} - показания гамма-метода, снимаемые с кривой ГК против исследуемого пласта; мкР/ч;

I_{γ}^{max} - показания метода, зарегистрированные против опорного пласта чистых глин, мкР/ч;

I_{γ}^{min} - показания метода, зарегистрированные против чистых песчаников или известняков, мкР/ч.

Определение коэффициента пористости осуществляется методами: ПС, БКЗ, НКТ и АК.

По ПС пористость определяется из петрофизического уравнения для коллекторов Юрубченского месторождения (приложение А):

$$K_{п} = 10 \cdot \alpha_{пс} + 17, \text{ доли ед.}$$

По БКЗ пористость также определяется из петрофизического уравнения для коллекторов Юрубченского месторождения:

$$K_{п} = -1,94 \sqrt{P_{п} / 0,98}, \text{ доли ед}$$

$K_{п}$ по АК и НКТ рассчитывается следующим способом:

$$\text{— для АК: } K_{п} = 0,196 \cdot \Delta T - 33,9, \%$$

— для

НКТ:

$$K_{п} = K_{п}^{\text{общ}} - K_{гп} \cdot \omega_{св}, \text{ доли ед.} \quad (5.1)$$

где $K_{п}^{\text{общ}}$ - общая пористость, доли ед., определяется по следующей формуле:

$$K_{п}^{\text{общ}} = \frac{0,332}{J_{НКТ}} + 0,07998, \text{ доли ед.} \quad (5.2)$$

Параметр пористости есть коэффициент пропорциональности между сопротивлением водонасыщенной породы $\rho_{ВП}$ и сопротивлением $\rho_{В}$ воды, ее насыщающей:

$$\rho_{ВП} = P_{п} \cdot \rho_{В},$$

$$P_{п} = \frac{\rho_{ВП}}{\rho_{В}}.$$

Коэффициент проницаемости коллекторов определяется с помощью методов сопротивлений и метода ПС.

В методе сопротивлений коэффициент проницаемости определяется по известной нам величине параметра нефтенасыщенности ($P_{н}$) и коэффициента пористости ($k_{п}$). И они основываются на наличии корреляционной зависимости между содержанием в пласте связанной воды и величиной коэффициента проницаемости. Они могут быть произведены в пластах, где водонефтяной контакт находится ниже и в этом случае, влияние подошвенной воды можно пренебречь.

Для определения проницаемости нефтеносных песчаников по методу сопротивлений имеется несколько номограмм, причем отличие этих номограмм в основном обусловлено разным характером распределения связанной воды.

Определение коэффициента проницаемости водоносных песчаников можно решить по величине извилистости поровых каналов T .

Формула извилистостью приведена ниже, где T – извилистость, l_k – отношение средней статистической длины поровых каналов между двумя параллельными плоскостями, l – кратчайшее расстояние между этими плоскостями:

$$T = \frac{l_k}{l}$$

Также, извилистость определяется по известным величинам параметра пористости P_p и коэффициента пористости k_p :

$$T = \sqrt{P_p k_p}$$

В некоторых типах песчаников, имеющих относительно постоянное значение коэффициента пористости, наблюдается коррелятивная зависимость между величиной извилистости T и коэффициентом проницаемости $k_{пр}$, которую можно использовать для оценки последнего.

Коэффициент проницаемости рассчитывается по петрофизической зависимости от $\alpha_{пс}$ для коллекторов Юрубченского месторождения:

$$lgK_{пр} = 4,42\alpha_{пс} - 1,246, \text{ мД}$$

Коэффициент нефтегазонасыщенности находят по петрофизической зависимости для коллекторов Юрубченского месторождения по следующему уравнению:

$$K_n = 1 - 0,95 \cdot P_n^{-0,75}, \text{ долиед.} \quad (5.3)$$

где P_n – параметр насыщения, который находится по формуле:

$$P_n = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}}$$

где $\rho_{нп}$ - сопротивление нефтенасыщенной породы, Ом·м.

Численное значение удельных сопротивлений газонасыщенного ρ_g или нефтенасыщенного ρ_n пластов определяют по данным БКЗ, ВИКИЗ или методом с большой глубиной исследования. Величину удельного сопротивления того же пласта при заполнении полностью его пор пластовой водой $\rho_{вп}$ рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вп} = P_{п} \cdot \rho_{в},$$

где параметр проницаемости определяют из зависимости по известному значению коэффициента пористости пласта.

Определение характера насыщения осуществляется акустическим каротажем (АК) и методами сопротивлений. В методе сопротивлений нефтегазовым горизонтам соответствует: высокое сопротивление, а водонасыщенным – низкое сопротивление.

Определение характера насыщения по акустическому каротажу зависит от изменения скорости и затухания упругих волн. Газоносные пласты отмечаются большими затуханиями упругих волн, чем в коллекторах, содержащих флюид, а нефтеносные пласты меньшими скоростями, по сравнению с водоносными.

Определение газонефтяного контакта выполняется методами сопротивлений, НКТ и АК. В методе сопротивлений контакт на диаграммах выделяется как граница между пластами высокого и низкого сопротивлений, но только в случае если в пласте переход от одной фазы к другой достаточно резкий. Определение контакта с применением НКТ основывается на различном содержании водорода в газоносных и нефтеносных пластах. На диаграммах НКТ отмечается пониженными показаниями при переходе от газонасыщенной части к нефтенасыщенной.

По результатам интерпретации геофизических данных приведенных выше, используя петрофизические зависимости, уравнения, критерии и формулы для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и литологического расчленения разреза на Юрубченском месторождении, будут решены ранее поставленные геологические задачи.

6. ПРИМЕНЕНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ СИСТЕМ ТРЕЩИН.

Интерпретация волнового акустического каротажа. Приоритет акустических методов при исследовании карбонатных отложений не вызывает сомнений. Сегодня на вооружении появилась принципиально новая акустическая аппаратура ВАК-8, позволяющая фиксировать акустическое волновое поле в полном его спектре и на разных частотах. Помимо ФКД метод представляет информацию об интервальных временах продольной и поперечной волн (Δt_p , Δt_s), затухании энергий продольной, поперечной волн, волны Стоунли и т.д. В таблице 6.1 приводятся акустические параметры, используемые при литологическом расчленении.

Таблица 6.1

Порода	$\Delta t_s/\Delta t_p$	Значения $\Delta t_{ск}$	
		Δt_p , мкс/м	Δt_s , мкс/м
Аргиллит	$< 1,5$	330	455
Доломит вторичный	$1,6-1,76$	135	245
Доломит	$1,76-1,8$	135	245
Известняк доломитизированный	$1,8-1,89$	145	263
Известняк	$1,89-1,94$	155	294
Известняк окварцованный	$1,5-1,6$	165	260

По затуханию энергии волны Стоунли можно судить о фильтрационных свойствах пород, чем больше затухание, тем лучше гидравлическая связь.

Последнее утверждение соответствует действительности при условии, что объект изучения не содержит глинистого материала. В противном случае глинистость существенно исказит фильтрационные свойства.

Поэтому данные ВАК-8 необходимо комплексировать с показаниями СГК, и в этом случае емкостные свойства ($K_{п_вак}$) определяются по выражению:

$$K_{п(ВАК)} = \left\{ \frac{\Delta t_p - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} - \frac{\Delta t_{км} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} C_{км} - \frac{\Delta t_{гс} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} C_{гс} - \frac{(\Delta t_{сввкт} - \Delta t_{ж})}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} C_{км} - \frac{(\Delta t_{сввгс} - \Delta t_{ж})}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}} C_{гс} \right\}, \quad (6.1)$$

где $\Delta t_{сввкт}$ - $\Delta t_{сввгс}$ – интервальные времена пробега в адсорбированной воде каолинита, равное 680 мкс/м и гидрослюды, равное 754 мкс/м.

Δt_{ck} , $\Delta t_{ж}$ – интервальные времена пробега в матрице породы и насыщающем флюиде.

Прежде чем перейти к идентификации преобладающего типа пустотного пространства необходимо оценить две пористости: «акустическую» и «плотностную».

Величина плотностной пористости определяется, согласно М.М. Элланскому. С учетом плотности адсорбированно-связанной воды:

$$K_{п(ГГКп)} = \left\{ \frac{\delta_{ck} \delta_n}{\delta_{ck} - \delta_a} + \frac{\delta_{км} - \delta_{ck}}{\delta_{ck} - \delta_a} \cdot D_{КТ} + \frac{\delta_{гс} - \delta_{ck}}{\delta_{ck} - \delta_a} \cdot D_{гс} - \frac{(\delta_{св.г} - \delta_a) \cdot (D_{гс} + D_{КТ})}{\delta_{ck} - \delta_a} \right\} \quad (6.2)$$

где δ_a , $\delta_{свв}$ – плотности воды и связанной воды, равные 1,0 г/см³ и 1,3 г/см³ соответственно;

$\delta_{КТ}$, $\delta_{гс}$ – объемная плотность каолинита и гидрослюды.

По аналогичной модели определяется и $K_{п(ВАК)}$:

$$K_{п(ВАК)} = \left\{ \frac{\Delta t_p - \Delta t_{ck}}{\Delta t_a - \Delta t_{ck}} - \frac{\Delta t_{км} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_a - \Delta t_{ck}} \cdot D_{КТ} + \frac{\Delta t_{гс} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_a - \Delta t_{ck}} \cdot D_{гс} - \frac{(\Delta t_{св.гКТ} - \Delta t_a \cdot D_{КТ})}{\Delta t_a - \Delta t_{ck}} - \frac{\Delta t_{св.ггс} - \Delta t_a}{\Delta t_a - \Delta t_{ck}} \cdot D_{гс} \right\}, \quad (6.3)$$

где Δt_p , Δt_{ck} , Δt_a – интервальные времена пробега продольной волны в породе, в матрице и в воде ($\Delta t_a = 600$ мкс/м);

$\Delta t_{\text{ГС}}$, $\Delta t_{\text{КТ}}$ – в гидрослюде и каолините (твердая компонента глин) и соответственно равные 251 мкс/м и 217 мкс/м;

$\Delta t_{\text{СВ.В.КТ}}$, $\Delta t_{\text{СВ.С.ГС}}$ - в адсорбированной воде для каолинита (680 мкс/м) и гидрослюды (754 мкс/м).

Идентификация структуры порового пространства базируются на положениях, изложенных в работе Добрынина В.М. и др.:

-«акустическая» пористость в трещинных пластах выше величин пористости, определенных по НГК или ГГК-ЛП;

-при равенстве значений $K_{\text{п (АК)}} \sim K_{\text{п (НГК, ГГК-ЛП)}}$ - гранулярная пористость;

-в кавернозных пластах – $K_{\text{п (АК)}} < K_{\text{п (НГК, ГГК-ЛП)}}$, при условии достоверного определения компонентного состава.

Количественно идентификация типа пористости выражается в долях кавернозной или трещинной пористости в общей. На планшетах присутствует в виде $D_{\text{лт}}$ - доля трещинной пористости и $D_{\text{к}}$ – доля кавернозной пористости.

Таким образом, в нашем распоряжении три вида пористости: межгранулярная, кавернозная и трещинная. Для каждого типа пористости существует свой подход при определении фильтрационных свойств. Ограничением такого механизма является то, что мы оперируем с определенным типом пористости, а это в природных условиях встречается крайне редко. Но иного механизма на сегодняшний день не разработано.

Комплексирование методов ВАК, СГК, ГГК-ЛП позволяет определить сжимаемость матрицы и породы и оценить упругие и прочностные свойства пластов.

Индекс динамической объемной сжимаемости (рис.6.1) - безразмерный параметр, характеризующий соотношение сжимаемостей минералов, пор породы, нефти, воды и газа. Для его определения необходимо знать скорости (интервальные времена) продольных и поперечных волн, пористость, плотность изучаемых отложений и глинистость.

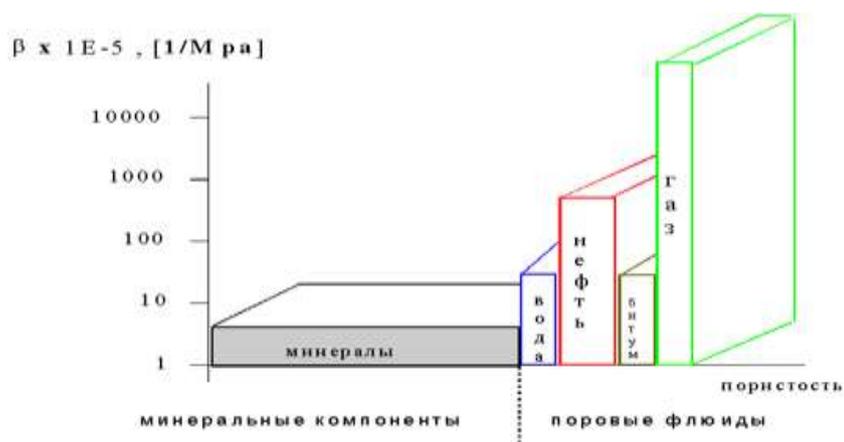


Рис.6.1 Распределение сжимаемости компонент нефтегазонасыщенных пород

Расчет коэффициента объемной сжимаемости породы β , который определяется через коэффициент Пуассона (μ), плотность породы (δ_p) и скорость продольной волны (Δt_p):

$$\beta_n = \frac{3(1 - \mu) \cdot \Delta t_p^2}{\delta_p (1 + \mu)} \quad . \quad (6.4)$$

Как видно из этого выражения, величина β_p будет зависеть не только от пористости, но и от вещественного состава пород, так как значения параметров взаимосвязаны с минеральным составом пород. В наших условиях, величина пористости является вторичной, так как матрица пород непроницаема. Для реализации этого подхода необходим расчет объемной сжимаемости матрицы породы (β_p). Сначала определяется компонентный состав породы, при помощи программ, реализованных в системе «ПРАЙМ». Каждый минерал обладает своей сжимаемостью: наименьшей сжимаемостью обладает чистый доломит, процессы кальцитизации, окремнения, ангидритизации и глинизации увеличивают объемную сжимаемость. Значения β_m можно выразить следующим образом:

$$\beta_m = \sum_{i=1}^n \beta_i \cdot c_i \quad (6.5)$$

где c_i - содержание компоненты породы.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
з-2231	Быкову Андрею Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	210503 “Технология геологической разведки” Специализация: “Геофизические методы исследования скважин”

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований в скважине для оценки фильтрационно-емкостных свойств оскобинской свиты в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край)
--

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является разведочная скважина Юрубчено-Тохомского месторождения для оценки фильтрационно-емкостных свойств оскобинской свиты расположенного на юге Эвенкийского муниципального района в Красноярском крае
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019);</p> <p>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы;</p> <p>СП 51.13330.2011. Защита от шума;</p> <p>ОСПОРБ-99/2010 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности</p> <p>СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;</p> <p>СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственного помещения</p> <p>НПБ-105-03. Нормы пожарной безопасности. "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности";</p> <p>ППБ-01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации';</p> <p>ПБ 08-37-2005 Правила безопасности при проведении геологоразведочных работ;</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Среди вредных факторов были выявлены следующие:</p> <ul style="list-style-type: none"> • отклонение показаний микроклимата в помещении и на открытом воздухе; • недостаточная освещенность рабочей зоны; • превышение уровней шума. <p>Среди опасных факторов были выявлены следующие факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; • движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Загрязнение почвы нефтепродуктами и химреагентами, • Засорение почвы производственными отходами и мусором, • Уничтожение, повреждение и загрязнение

	<p>почвенного покрова,</p> <ul style="list-style-type: none"> • Загрязнение сточными водами и мусором, • Загрязнение бытовыми стоками, • Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов, • Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. <p>Обоснование мероприятий по защите окружающей среды (соблюдение всех нормативных документов, гостов и правил по технике безопасности)</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований при проведение полевых работ:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Загрязнение почвы нефтепродуктами и химреагентами, • Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. <p>Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС (необходимо применять противовыбросовые устройства ПВО для герметизации устья скважины а так оборудования для дегазации промывочной жидкости)</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоенко Елена Владимировна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Быков Андрей Николаевич		

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данный проект включает в себя раздел социальная ответственность, так как будущий инженер должен вести профессиональную деятельность в рамках направления подготовки (специальности) с учётом социальных, правовых, экологических и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности, нести социальную ответственность за принимаемые решения, осознавать необходимость устойчивого развития.

Проектируемый комплекс геофизических исследований на разведочной скважине, а именно, исследования УВ проводится на Юрубчено-Тохомское нефтягазоконденсатных месторождении. Административно участок исследований расположен на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь). Климат района резко континентальный. Зима суровая и продолжительная, снежная. Самый холодный месяц – январь (до – 60 С). Устойчивый снежный покров устанавливается в октябре, сходит в середине июня.

В настоящее время уделяется большое внимание усовершенствованию методов исследования скважин, как при разведке месторождений, так и их доразведке, а также при эксплуатации уже открытых месторождений.

В последние годы в результате научно-исследовательских работ создан ряд новых эффективных геофизических методов выделения продуктивных пластов и предложена технология применения этих методов.

Геофизические исследования скважин проходят в два этапа. Полевой – непосредственно на скважине и включает в себя, сборку – разборку необходимого комплекса приборов, СПО, исследования, первичную обработку полученных материалов. Второй этап – камеральная обработка материалов ГИС, составление окончательных отчетов, передача отчетов заказчику.

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1 Специальные нормы трудового законодательства

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться

трудовым договором [54].

Предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [53].

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [55].

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100% объеме дорогу до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика)

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным "Заказчиком" и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех

геофизических работ. При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка скважины, подъем оставленных в скважине приборов с помощью бурильных труб и т.д.) персонал геофизических подразделений может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование: диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении. При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место [50].

7.2. Производственная безопасность

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности.

В таблице 18 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.004-91 ОСПО РБ – 99 СанПиН 2.2.4.548–96 СНиП 21-01-97 СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03
2. Превышение уровня шума	+	+	
3. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		

7.2.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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

Полевой этап

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

При выполнении геофизических исследований в скважине для оценки

фильтрационно-емкостных свойств оскобинской свиты, персонал партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура самого холодного месяца (января) минус 22 °С.

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, утепленная шапка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки [28].

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 [29] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [30]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА.

В табл. 7.2 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 7.2 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2014)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в									

производственных помещениях и на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80
---	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

-звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;

-использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь) [29];

-виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (дизельный генератор устанавливают на полимерные подставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилое помещение, т.к. они совмещены в один прицеп)

Камеральные работы

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [35]. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [35].

Таблица 7.3 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходны й	Температура воздуха в помещении	22-24°С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 7.3 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения, согласно СП 60.13330.2012 [36]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час.

1. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011 [32]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В

качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы (ЛБ-40), которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

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

На случай внезапного (при аварии) отключения рабочего освещения существует аварийное освещение.

7.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-74 [37].

Полевой этап

1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, работа без проверки правильности отключения, отсутствии заземления.

Воздействия тока на человека:

- термическое;
- электрическое;
- биологическое.

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных

тканей);

-электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

-электрическое сопротивление человека;

-ток, протекающий через человека;

-путь протекания тока;

-условия внешней среды;

-подготовленность персонала.

При работе с электрическим оборудованием нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно (ГОСТ 12.1.030-81 [38], ГОСТ 12.1.019-79 [39], ГОСТ 12.1.038-82 [40]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

А) обеспечением недоступности прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

Б) устройством защитного заземления;

В) защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;

Г) применением защитных средств при обслуживании электроустановок;

Д) проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;

Ж) применением устройством зануления;

З) применением специальных схем защитного отключения

электрооборудования аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

Е) организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ.

К) специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрорезиновые средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [41].

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование (приборы для ГИС, каротажная машина и станция, геофизический кабель) и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [42], ГОСТ 12.4.125-83 [43], ГОСТ 12.2.003-91 [44]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и

средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами [45]. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

Камеральный этап

1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Оборудованием, работающим от сети переменного тока в камеральном помещении, является монитор и системный блок питания.

Инженер – интерпретатор, в процессе выполнения геофизических исследований в скважине для оценки фильтрационно-емкостных свойств оскобинской свиты в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край) на персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [40].

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых ухудшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [37], ГОСТ 12.1.019-79 [47], ГОСТ 12.1.038-82 [38]).

Согласно ПУЭ [48] помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования). Камеральные помещения предусматриваются все выше перечисленные условия.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов [39].

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения [40].

7.3. Экологическая безопасность

При производстве геофизических исследований в скважине для оценки фильтрационно-емкостных свойств оскобинской свиты необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

В процессе работ на Юрубчено-Тахомском месторождении происходило воздействие на следующие виды экосистемы:

Поверхностные воды. Поверхностные воды могут загрязняться отходами и стоками технологического и хозяйственно-бытового происхождения. Возможно их загрязнение стоками дождевых и талых вод со взвесьями: минеральных частиц бурового шлама; ГСМ от пролива нефтепродуктов; продуктов распада взрывчатых веществ; хозяйственных стоков; продуктов поверхностного смыва нарушенного почвенно-растительного слоя. Для предотвращения попадания возможных проливов ГСМ в поверхностные водоемы, площадки временного хранения ГСМ, обваловывались грунтом на высоту 0,2 м, под каждой емкостью оборудовались канавы и специальные поддоны. Для сбора и захоронения хозяйственно-бытовых отходов и стоков оборудовались туалеты и выгребные ямы - накопители.

Почвенно-растительный слой, лесное хозяйство и растительное сообщество. Происходило его нарушение при расчистке площадок для расположения бурового оборудования, временного хранения ГСМ, стоянок

отрядов, выгребных ям, кернохранилищ и временных проездов, а также при проездах транспортных средств, особенно в летнее время года. В соответствии с "Основами земельного законодательства" и СНиП 1.02.01-85 [47], на всех нарушенных землях производилась рекультивация. При перевозках буровых агрегатов и передвижении техники на участке работ, в максимальной степени использовались просеки и проезды, проложенные в процессе работы предыдущих лет, что позволило снизить ущерб, наносимый почвенно-растительному покрову.

Геологическую среду. Происходит ее нарушение при проведении геофизических работ. Глубина поисково-картировочных скважин была в пределах 28-200 м. Все выработки размещены в толще многолетнемерзлых породах и не загрязняют подземные воды. После выполнения геологической задачи, в скважинах выполнялся ликвидационный тампонаж. Учитывая, что глубины скважин не превышают 200 м при мощности многолетнемерзлых пород 760-780 м, в условиях низких температур тампонажная смесь застывает и приобретает свойства окружающей среды.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO_2), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO_2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [32] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³
- Оксид углерода: 3 мг/м³
- Диоксид серы: 0,05 мг/м³
- Метан: 7000 мг/м³

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ [32]).

7.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы.

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором до устья. Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы.

Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противofонтанной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противofонтанной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена [51].

Наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте, поэтому ниже будет более подробно рассмотрена *пожарная безопасность*.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования (перегрев электропроводов и возгорание изоляции); неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [52].

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

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

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

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

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

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

Выводы

Многочисленно были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности в процессе геофизических исследований в скважине для оценки фильтрационно-емкостных свойств оскобинской свиты в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край), производственная и экологическая безопасность, действия при чрезвычайных ситуациях. Для каждого раздела выявлены и проанализированы основные факторы опасности для человека, даны рекомендации по защите и безопасному проведению работ.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Быкову Андрею Николаевичу

Школа	ИПР	Кафедра	ГЕОФ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Рассчитать сметную стоимость проектируемых работ на выполнение ГИС.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения работ
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Свод видов и объемов работ на выполнение ГИС (ПС, КС, ГГК-П, БК, БКЗ, АК, ИК, Резистивиметрия, Кавернометрия)
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Расчет затрат времени на выполнение ГИС (ПС, КС, ГГК-П, БК, БКЗ, АК, ИК, Резистивиметрия, Кавернометрия) Составление календарного плана на выполнения ГИС (ПС, КС, ГГК-П, БК, БКЗ, АК, ИК, Резистивиметрия, Кавернометрия)
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	Расчет трудоемкости работ и сметной стоимости проектируемых работ
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Расчет бюджета на выполнение ГИС (ПС, КС, ГГК-П, БК, БКЗ, АК, ИК, Резистивиметрия, Кавернометрия)

Перечень графического материала

1. Структура затрат на геофизические работы
2. Структура затрат на сопутствующие работы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В.Н.	К.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Быков Андрей Николаевич		

8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Сметные затраты рассчитывают по узаконенному справочнику «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49). Геофизический комплекс работ по проекту будет проводиться на территории Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения с целью уточнения залегания запасов углеводородов. Полевые работы будут осуществляться вахтовым методом.

8.1 Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Выбор комплекса геофизических работ по проекту зависит напрямую от поставленной геологической задачи, описываемой в геологическом задании.

Для того чтобы определить количество денежных затрат предназначенных для выполнения геологических заданий, в первую очередь необходимо рассчитать время, требуемое на выполнение отдельных проектируемых видов работ, а также спланировать их последовательное или параллельное выполнение и произвести расчет продолжительности всего комплекса проектируемых работ.

Сумма денежных затрат, предназначенных на производство комплекса геологоразведочных работ, будут обуславливаться следующими факторами:

- объемом и видом работ;
- геолого-географическими условиями;
- материально-технической базой предприятия;
- квалификацией сотрудников;
- уровнем организации работ.

В данном проекте объем и вид проектируемых геологоразведочных работ (таблица 8.1) зависят от:

- комплекса ГИС;
- проектного забоя скважины (в данном случае - 2000 м.);
- расстояния 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).

Таблица 8.1

Объем и виды геофизических работ по проекту.

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				Кровля	Подошва
Каротаж на открытом стволе 200 -1000м.					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N; ПС	1:500	1000	200	1000
2	Кавернометрия	1:500	1000	200	1000
3	Боковой каротаж (БК)	1:500	1000	200	1000
4	БКЗ-зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5M2,0A; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:500	1000	200	1000
5	Индукционный каротаж (ИК)	1:500	1000	200	1000
6	Акустический каротаж (АК)	1:500	1000	200	1000

7	Резистивиметрия	1:500	1000	200	1000
8	Гамма-гамма плотностной (ГГК-П)	1:500	1000	200	1000
Каротаж в открытом стволе 1000-2000 м. (эксплуатационная колонная)					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N; ПС	1:500	2000	1000	2000
2	Кавернометрия	1:500	2000	1000	2000
3	Боковой каротаж (БК)	1:500	2000	1000	2000
4	БКЗ-зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:500	2000	1000	2000
5	Индукционный каротаж (ИК)	1:500	2000	1000	2000
6	Акустический каротаж (АК)	1:500	2000	1000	2000

8.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Для каждого вида работ по проекту производится расчет затрат времени, труда, материала и оборудования. Расчеты по проектируемому участку работ предоставлены в виде таблиц.

Расчет затрат времени

Для партии, выполняющей комплекс геофизических работ на одной скважине, проводим расчет затрат времени (таблица 8.2).

Таблица 8.2

Расчёт затрат времени

Вид работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм	Кол-во			
Стандартный каротаж	м	1850	3	мин/100м	55,5
ГГК-П	м	1325	16	мин/100м	212
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	1850	3,3	мин/100м	60,525
Боковой каротаж (БК)	м	1850	3	мин/100м	61,05
Акустический каротаж (АК)	м	1850	10.8	мин/100	199,8
Индукционный каротаж (ИК)	м	1850	3,4	мин/100	74,825
Резистивиметрия	м	1920	3	мин/100м	115,2
Кавернометрия	м	1850	3,7	мин/100м	68,45
Проезд	км	30	1.6	чел. час/км	48
Тех. дежурство	Парт-ч	12	60	мин/парт-ч	720
Всего:					1654,35

Расчет затрат труда

Для партии, выполняющей комплекс геофизических работ на одной скважине, проводим расчет затрат труда (таблица 8.3).

Таблица 8.3

Расчет затрат времени

Вид работ	Объем		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР		
	Ед. изм	Кол-во	Норма времени по ПОС Н 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОС Н 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, чел-час
Стандартный каротаж	м	1850	0,18	чел.час/100м	3,33	0,12	чел.час/100м	2,22
ГГК-П	м	1325	0,96	чел/час 100м	12,72	0,64	чел/час 100м	8,48
Боковой каротаж	м	1850	0,2	чел/час 100м	3,7	0,13	чел/час 100м	2,405
БКЗ		1850	0,18	чел/час	3,33	0,12	чел/час	2,22

	м			100м			с 100м	
Акустический каротаж (АК)	м	1850	0,65	чел/час 100м	12,025	0,43	чел/ча с 100м	7,955
Индукционный каротаж	м	1850	0,2	чел/час 100м	3,7	0,14	чел/ча с 100м	2,59
Резистивиметрия	м	1920	0,36	чел/час 100м	6,912	0,24	чел/ча с 100м	4,608
Кавернометрия	м	1850	0,22	чел.час/ 100м	4,07	0,15	чел.ча с/ 100м	2,775
Проезд	км	30	0,096	чел.час/ км	2,88	0,064	чел.ча с/ км	1,92
Тех дежурство	пар т-ч	12	3,6	чел час/пар т ч	43,2	2,4	чел час/па рт ч	28,8
Всего: чел-час.					95,867			63,97 3

Расчет затрат материалов и оборудования

Расчет затрат материалов и оборудования производим для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин (Таблица 8.4)

Таблица 8.4

Расчёт материалов и оборудования

Оборудование	Ед. изм	Количество
1	2	3
Подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М	шт	1
Каротажная станция Кедр-02/1,5В	шт	1
Ноутбук	шт	1
Спутниковый телефон	шт	1
Магнитооптический диск	шт	1

Уровень амортизационных отчислений для данного оборудования представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5

Амортизационные отчисления

Наименование основных средств	Количество	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2017 году	Амортизация, руб.
Подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М	1	250 0000,00	10,00	50,00	125 000,00

Каротажная станция Кедр-02/1,5В	1	750 000,00	25,00	50,00	93 750,00
Спутниковый телефон	1	40 000,00	25,00	10,00	1 000,00
Ноутбук	1	6 000,00	25,00	30,00	450,00
Магнитооптический диск	1	8 000,00	25,00	30,00	600,00
Итого:	За год: 220 800,00			За день: 604,93	

Так как проектируемые работы будут проводиться вахтовым методом, то нормы будут из табл. 1-073 справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ ПОСН81-2-49» (таблица 8.6).

Таблица 8.6

Нормы на геофизические услуги

№№	Наименование элементов	Ед.	Комплексная партия по обслуж. бурящихся
	Нормы времени	мин.	480
	Нормы расценок		365
Затраты труда			
1.	Рабочие	чел-час	57,6
2.	ИТР	чел-час	38,4
Зарплата основная			
3.	Работников партии	руб.	501,01
4.	В т.ч.рабочих	руб.	281,21
5.	ИТР	руб.	219,8
Материалы			
6.	Основные и прочие	%	19,3
7.	Износ инструмента	%	17,2
8.	Износ кабеля	м	18
9.	Износ шин	компл/км	
10.	Расход ГСМ	л	57,56
Амортизация аппаратуры и оборудования			
11.	Лаборатория	маш-час	10,4
12.	Подъёмник	маш-час	10,4
13.	Установка разметочная	пр-час	8,8
14.	Скважинные приборы	пр-час	10,4
15.	Контейнер каротажный транспортировочный	маш-час	8,8
16.	Испытатель пластов на трубах	пр-час	8
17.	Цеховые расходы	%	15

Проектное время бурения одной скважины 90 суток. Затраты труда комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине, будут равны: рабочие 5184чел-час, ИТР- 3456 чел-час.

8.3 Расчет экономических показателей и сметы

Работы по проекту выполняются на предоставленные заказчиком средства. Отличительной чертой проектируемых работ является авансовое финансирование. Сметные расчеты по проекту выполняются исполнителями работ. Сметные расчеты по данному проектируемому участку работ предоставлены в виде таблиц.

Таблица 8.7

Сметные расчеты по видам работ

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ	Повышающий коэффициент		Итого, руб.
		Ед. изм.	Количество				Коэф. Удор	Коэф. норм. усл	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный	м	1850	28,6	руб/100м	529,1	3,34	1,2	2120,6
2	ГГК-П	м	1325	342,5	руб/100м	4538,1	3,34	1,2	18189
3	Боковой каротаж	м	1850	26,42	руб/100м	488,77	3,34	1,2	1959
4	БКЗ	м	1850	28,6	руб/100м	529,1	3,34	1,2	2120,6
5	Акустический каротаж (АК)	м	1850	79,32	руб/100м	1467,4	3,34	1,2	5881,4
6	Индукционный каротаж	м	1850	34,45	руб/100м	637,33	3,34	1,2	2554,4
7	Резистивиметрия	м	1920	29,23	руб/100м	561,22	3,34	1,2	2249,4
8	Кавернометрия	м	1850	28,67	руб/	530,4	3,34	1,2	2125,8
9	Проезд	км	30	23,56	р/км	706,8	3,34	1,2	2832,9
10	Тех дежурство	арт-	12	281,45	р/парт ч	3377,4	3,34	1,2	13537
Итого:									53570

Проектируемые геофизические работы, проводимые геофизической партией на одну скважину оцениваются в сумму 53569,53 рубля.

Так же нужно еще учесть расходы на топливо для каротажных автомашин Урал-4320. Средняя норма расхода топлива на автомобиле Урал-4320 составляет 32 литра на 100 км. Средняя цена дизельного топлива 43 рубля за 1 литр. Так как расстояние от базы до скважины 150 км, получаем, что на дорогу топлива нужно на 2257, 5 рубля. Так же стоит учитывать, что это условная трата, так как возможны большие траты топлива, на дорогу, на прогрев автомобиля и др.

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 50% от общей стоимости геофизических работ 53569,53 рублей.

Таблица 8.8

Основные расходы на оплату труда

№ п/п	Статьи основных расходов	Коэф. загрузки	Оклад. (т/р)	Районный коэф.	Прибавка 7,9 %	Итого
I.	Основная: з/п					
1.	Начальник партии	1,1	18000	1,5	+7,9%	32046,3
2.	Геофизик I категории	1,1	15000	1,5	+7,9%	26705,25
3.	Машинист каротажной станции 6 разряда	1,1	12000	1,5	+7,9%	21364,2
4.	Геофизик-интерпретатор	0,5	10000	1,5	+7,9%	8092,5
5.	Инженер сметчик	0,3	11000	1,5	+7,9%	5341,05

	<u>Итого ФЗП</u>		93549,3
II.	Отчисления на соц. страх. 30%		28064,79

Таблица 8.9

Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ

Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого (т.р.):
	Ед. изм.	Количество		
Основные расходы:				
Геофизическое исследование:				
- полевой этап		1	53569,53	107139,06
- камеральный этап		1	53569,53	107139,06
Сопутствующие затраты:				
- затраты на топливо	км	150	2257, 5	279937,44
- амортизация оборудования	день	183	604,93	110702,19
ИТОГО:			110001,4	604917,75
НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	20	22000,29	120983,55
ПЛАНОВЫЕ КОПЛЕНИЯ	%	15	16500,22	90737,6625
РЕЗЕРВ	%	3	4415,99	18147,5325

ИТОГО сметная стоимость		834768,495			
Договорная цена с учетом НДС (+ 18%)					958048,0641
	Оплата труда	мес	1	93549,3	561295,8
7	Отчисления на социальное страхование			28064,79	168388,74
	Итоговая стоимость геофизического исследования				1714732,6041

В ходе выполнения данной главы была подсчитана сметная стоимость проведения промыслово-геофизического исследования в одной скважине. Сметная стоимость складывается из: непосредственно стоимости проведения каждого метода на интервал записи (в данном случае 2000 метров); из затрат на выплату заработной платы; отчислений на социальное страхование; затрат на топливо для каротажного подъемника; затрат на интерпретацию полученных данных; из амортизационных отчислений по оборудованию (в данном случае амортизация за 6 месяцев). Итоговая стоимость исследования составила 1714732,6041 рублей. Данная сумма является достаточной для проведения геофизических исследований с целью определения залегания углеводородов. Пробурено более 200 скважин, объем притоков 400м³/сутки нефти и 200-300 тысяч м³/сутки газа. Добыча до 5 млн. тонн.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе был запроектирован комплекс геофизических исследований в скважине для оценки фильтрационно-емкостных свойств оскобинской свиты в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения (Красноярский край). Для решения поставленных геологических задач запроектированы следующие методы ГИС:

- стандартный каротаж с ПС;
- боковое каротажное зондирование;
- боковой каротаж;
- микрозондирование;
- кавернометрия;
- индукционный каротаж;
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- гамма-каротаж;
- резистивиметрия.

Проект дополняется расчетами экономической части (подсчет итоговой сметной стоимости работ). Также были рассмотрены условия и приведены нормы обеспечения безопасности на объекте, рекомендуемые в соответствии с государственными стандартами Российской Федерации.

В результате выполненной выпускной работе были выполнены все поставленные задачи и цели.

Список литературы

А. Опубликованная

1. Инструкция по электроразведке./М-во геологии СССР. - Л.: Недра 1984 352 с.
2. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): Учеб. Для вузов 2-е изд. перераб. и доп. Под редакцией Д.А. Кожевникова – М.: ФГУП Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004, 368 с.
3. Ляховицкий Ф.М., Хмелевской В.К., Яценко З.Г. Инженерная геофизика.М.: Недра 1989 252 с
4. Семенов А.С. Электроразведка методом естественного электрического поля. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Недра, 1980. – 446 с.
5. Якубовский Ю.В., Ляхов Л.Л. Электроразведка (5-е издание переработанное и дополненное).-М.: Недра 1988 395 с.
6. Электроразведка: Справочник геофизика. В двух книгах. Под ред. В. К.Хмелевского и В. М. Бондаренко. – М.: Недра, 1989.
7. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (Петрофизика). Справочник геофизика/Под редакцией Н.Б. Дортман, – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:Недра 1984 455 с.
8. Инструкция по электроразведке. М. Недра.1984 г.
9. Интерпретация георадиолокационных данных. Старовойтов А.В. Изд. МГУ.2008 г.
10. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01», утвержденная Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года.
11. Введение в георадиолокацию. Владов М.Л., Старовойтов А.В. Изд. МГУ.2005 г.

12. «ГПКК «КНИИГиМС». Перевод буферной емкости в сооружение постоянной эксплуатации. Технический отчет по инженерно-геофизическим исследованиям. 2013 г.

13. Г.А.Габриэлянц. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000.

14. Кринин В.А., 2002 г. - Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Красноярском крае [60-70-е гг. XX в.] : (Ист. очерк.). Ч. 1 / В. Ф. Черныш, В. А. Кринин, Г. Д. Назимков, В. Д. Накоряков ; ред. В. А. Кринин. - Красноярск : [б. и.], 2002. - 312 с.

15. <https://vsegei.ru/ru/activity/geophys/>

Б. Нормативная

14. Ширшков А.И. Охрана труда в геологии.- М.: Недра, 1990. – 235с.

15. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

16. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.

17. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).

18. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.;

19. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

20. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

21. СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
22. СП.60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
23. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
24. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
25. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
26. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
27. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. – метод. пособие. – Томск: изд-во ТПУ, 2003. – 144 стр.
28. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
29. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
30. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
31. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. -67с.
32. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.

33. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержания в них компонентов. Справочник/ Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана.- М.: Недра 1989г.
34. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
35. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
36. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93
37. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
38. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 92.
39. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147.
40. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1.
41. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221.
41. Методическими рекомендациями «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» (МР 2.2.7.2129-06)»