

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

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

Тема работы
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКИ ИХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА НАРЫКСКО-ОСТАШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ГАЗА (КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК:553.94:552.578.2.061.4:550.832-047.74(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Климентьев Сергей Владимирович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

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	Белоев Е.В.	К.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г

Планируемые результаты обучения

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь 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 (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-изыскательной деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9). В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться 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 (P10), 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 (P11).

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 Ростовцев В.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Климентьев Сергей Владимирович

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью выделения коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств на Нарыкско-Осташкинском месторождении газа (Кемеровская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1330/С от 20.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	1. Географо-экономический очерк района работ. 2. Краткая геолого-геофизическая изученность 3. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет. 4. Проектная часть. Выбор участка работ и ФГМ объекта. 5. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. 6. Методика и техника полевых работ и метрологическое обеспечение. 7. Обработка и интерпретация геофизических данных. 8. Применение геофизических методов для выделения водонефтяного и газонефтяного контакта на месторождении Западной Сибири 9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 10. Социальная ответственность.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1 Обзорная географическая карта района работ. 2 Геологическая карта Нарыкско-Осташкинской площади 3 Тектоническая схема Нарыкско-Осташкинской площади . 4 Геологический разрез по Жерновскому профилю. 5 Геологический разрез по Большереченскому профилю. 6 Проектная скважина СН13. 7 Физико-геологическая модель. 8 Схема проведения работ.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Геологическая часть	Гаврилова А.С.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Фадеева В.Н.
Социальная ответственность	Белоев Е.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.02.2019
---	-------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Климентьев Сергей Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 92 страниц, 8 рисунков, 23 таблицы, 28 источников.

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин, Грамотеинская свита, угольные пласты-коллекторы, газовый каротаж, оценка характера насыщения, Нарыкско-Осташкинское Месторождение.

Объектом исследования являются угольные пласты-коллекторы на Нарыкско-Осташкинское Месторождение (Кемеровской области)

Цель работы – составить проект на проведение геофизических исследований в скважине, расположенной в северном крыле Нарыкско-Осташкинского Месторождения.

В процессе исследования проводился анализ геолого-геофизической изученности территории исследования по опубликованным и доступным, фондовым материалам, изучение геологического строения Нарыкско-Осташкинского месторождения и результатов ранее проведенных геофизических исследований. В качестве специальных исследований изучалось применение газового каротажа для выделения пластов коллекторов и предупреждения осложнений во время бурения месторождении газа Нарыкско-Осташкинской площади.

В результате исследования составлен проект на выполнение геофизических исследований в скважине, заложенной с целью уточнения фильтрационно-емкостных характеристик угольных пластов в северной части Нарыкско-Осташкинского месторождения, и оценки фильтрационно-емкостных свойств.

Область применения: результаты специальных исследований могут быть рекомендованы при интерпретации результатов газового каротажа для выделения угольных коллекторов на месторождениях по добыче газа метана из угольных пластов.

ESSAY

Final qualifying work contains: 92 pages, 8 figures, 23 tables, 28 sources.

Key words: geophysical methods of wells research, gramoteinskaya Suite, coal reservoirs, gas logging evaluation of the saturation type, Naryksko-Ostashkovskoe Field.

The object of the research are the carbon reservoirs on Naryksko-Ostashkovskoe Deposit (Kemerovo region)

The aim of this work is to make a project on geophysical studies in the borehole, located in the North wing Naryksko-Ostashkovskoe Field.

In the process of investigation the analysis of geological and geophysical knowledge of the study published and available stock materials, the study of the geological structure Naryksko-Ostashkovskoe field and the results of previously conducted geophysical surveys. As special studies have investigated the application of gas logging tool for determination of layers of the collectors and the prevention of complications during the drilling of the gas field Naryksko-Ostashinsky square.

As a result of the study, a project was drawn up to perform geophysical studies in the well laid in order to clarify the filtration and capacitive characteristics of coal seams in the Northern part of the naryk-Ostashkinskoye field, and to assess the filtration and capacitive properties.

Field of application: the results of special studies can be recommended in the interpretation of the results of gas logging for the extraction of coal reservoirs in the fields of methane gas from coal seams.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

СПО – спускоподъемные операции;
АК – акустический каротаж;
БК – боковой каротаж;
БКЗ – боковое каротажное зондирование;
ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное
изопараметрическое зондирование;
ВНК – водонефтяной контакт;
ГНК – газонефтяной контакт;
ГК – гамма-каротаж;
ГГК – гамма-гамма-каротаж;
ГГК-п – гамма-гамма-каротаж плотностной;
ГИС – геофизические исследования в скважинах;
ГОСТ – государственный стандарт;
ИК – индукционный каротаж;
КС – каротаж сопротивления;
МБК – микробоковой каротаж;
НКТ – нейтронный каротаж;
ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
ПБ – правила безопасности;
ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;
РК – радиоактивный каротаж;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
СНиП – строительные нормы и правила;
УЭС – удельное электрическое сопротивление
ФГМ – физико-геологическая модель;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ЭДС – электродвижущая сила.

Содержание

ВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ.....	12
1.1 Геолого-геофизический очерк.....	15
1.2 Геологическая изученность района работ.....	19
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	22
2.1 Стратиграфия.....	22
2.2 Тектоника.....	28
2.3	
Газоносность.....	39
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	44
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	45
4.1 Задачи геофизических исследований	45
4.2 Обоснование объекта исследований	45
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	46
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	47
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	48
5.1 Методика проведения ГИС	48
5.2 Применяемая аппаратура и оборудование	50
5.3 Интерпретация геофизических данных	58
6 СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ	59
6.1 История возникновения	59
6.2 Цели и задачи геофизических исследований газовых скважин	60
6.3 Газокаротажная станция	62
6.4 Особенности интерпретации данных газового каротажа	63
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66

7.1 Виды и объемы проектируемых работ	66
7.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования	68
7.3 Расчет сметной стоимости проекта	69
7.4 Общая стоимость работ по проекту	70
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	74
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
8.2 Производственная безопасность	76
8.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	77
8.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	81
8.5 Опасность поражения электрическим током	81
8.6 Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут	81
8.7 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	82
8.8 Опасность поражения электрическим током.	83
8.9 Экологическая безопасность	84
8.10 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
Выводы.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	90
Список используемой литературы.....	91

ВЕДЕНИЕ

Как нам известно углеводороды относятся к иссекаемым источникам энергии нефтяные месторождения с каждым годом дают всё меньше и меньше товарной нефти, большая часть месторождений разведана и ведётся активная добыча нефти газа и газового конденсата, как альтернативный источник энергии рассмотрим добычу газа метана из угольных пластов Кузбасса, подобными месторождениями владеют США, Китай, Австралия. В России подобных месторождений не было до 2010 года. За воплощение в жизнь этого непростого проекта взялся "Газпром добыча Кузнецк".

Данный проект геологоразведочных работ предназначен для детального изучения свойств угольных пластов с целью дегазации и промышленной добычи метана, оценки на подсчет запасов газа метан.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ

Географо-экономическая характеристика

Нарыкско-Осташкинская площадь расположена в юго-восточной части Кузнецкого угольного бассейна и по территориально-административному делению входит в состав Прокопьевского и частично Новокузнецкого района Кемеровской области Российской Федерации. Она находится в пределах следующих номенклатурных листов отечественных топокарт: N-45-55-B, Г, N-45-56-B, N-67-A, Б [7].

По геологическим, географо-экономическим особенностям территория Кузбасса подразделяется на 25 районов. Нарыкско-Осташкинская площадь расположена в Ерунаковском геолого-экономическом районе. В угольных пластах Ерунаковского района сосредоточено около 3 трлн. м³ ресурсов метана (около 23 % от ресурсов метана в угольных пластах Кузбасса), при площади района всего 1520 км² (8,4 % от площади Кузбасса). Район активно осваивается угледобывающей промышленностью. [1]

Действующие и строящиеся угледобывающие предприятия соединены автодорогами. От станции Ерунаково Западносибирской ж.д. до Талдинского углеразреза проложена железнодорожная ветка с выходом на станцию Терентьевская и далее на станцию Артышта, а также автомобильная дорога с асфальтовым покрытием.

В северной части Ерунаковского района (Соколовское месторождение) проходит магистральный газопровод Парабель – Юрга – Новокузнецк диаметром 1020 мм с пропускной способностью около 8 млрд.м³ в год.

Электроэнергией население района, сельскохозяйственные и горнодобывающие предприятия снабжаются от Больше – Талдинской и Котинской подстанций ОАО «Кузбасс – энерго». В пределах участка работ и в непосредственной близости от него источники энергоснабжения и линии электропередач отсутствуют.

Строительных материалов и предприятий стройиндустрии вблизи от участка нет.

Промышленные центры – города Новокузнецк и Прокопьевск находятся, соответственно, в 105 и 100 км к югу и юго-востоку от Нарыкско-Осташкинской площади (с учетом движения по существующим автодорогам).

В южной и восточной частях участка проектируемых работ расположены деревни Усть-Нарык и Осиновка. В поисках работы подавляющая часть трудоспособного населения мигрировала в промышленные города и поселки Кузбасса. Основное занятие оставшейся части населения – животноводство, сбор и реализация грибов, ягод и растений, пользующихся спросом предприятий пищевой промышленности региона, а также охота. Угодий сельскохозяйственного назначения в пределах района работ нет. Земли относятся к категориям земель лесного и водного фондов. Доставка грузов на участок работ и в его пределах возможно только автомобильным транспортом повышенной проходимости, а в период весенне-осеннего бездорожья – только при помощи гусеничных тракторов.

Территория участка работ входит в таежную природно-ландшафтную зону центральной части Кузнецкого бассейна, широко развитую на левобережье р. Томи. Река Черновой Нарык (левый приток р. Томи и основной водоток площади работ) с системой временных и постоянных притоков придает местности достаточно резко выраженный увалисто-холмистый характер с многочисленными неоднократно разветвляющимися логами. Участок работ пересекают притоки р. Черновой Нарык, Березовая, Кукша, Осиновка, Бугровка, Кедровка и др. В верховьях долины этих притоков имеют V-образную, а в низовьях U-образную асимметричные формы и, как правило, заболочены.

Абсолютные отметки водоразделов 290–400 м, долин 220–240 м, глубина расчленения достигает 160 м. Вершины водоразделов, как правило, плоские, чаще постепенно переходят в пологие склоны (7–120), хотя иногда их крутизна достигает 15–200, а в отдельных местах и 30–400. [8]

Растительность на территории участка представлена смешанным лесом, в основном осиной и березой и кустарниковыми зарослями (рябина, калина, черемуха, акация), значительно реже деревьями хвойных пород. Лес таёжный, с буреломом и валежником.

Климат района резко континентальный. Зима начинается в конце октября – начале ноября и продолжается до середины апреля. Среднемесячная температура зимнего периода составляет минус 21,1 °С, при максимальном снижении до минус 45–53 °С. Среднесуточные колебания температуры могут достигать величины 22–24 °С.

Среднемесячная температура в летний период составляет +24,9 °С при максимальном возрастании в дневное время до +35–37 °С. Продолжительность безморозного периода в году составляет всего 115–120 дней.

Глубина снежного покрова на открытых возвышенных местах и открытых склонах южного и юго-западного направлений может составлять всего 0,30–0,50 м, а в пониженных залесённых формах рельефа и склонах северного и северо-восточного направлений снежный покров может достигать мощности 1,5–2,5 м.

Глубина промерзания почвы находится в прямой зависимости от мощности снежного покрова и может колебаться от 0,30– 0,40 до 1,0–2,0 метров.

Преобладающее направление ветров западное и юго-западное со скоростью, в среднем, 2–9 м/сек, иногда скорость ветра может достигать значений 17–24 м/сек.

Среднегодовое количество осадков 510 мм, основное их количество выпадает в зимний период в виде снега.

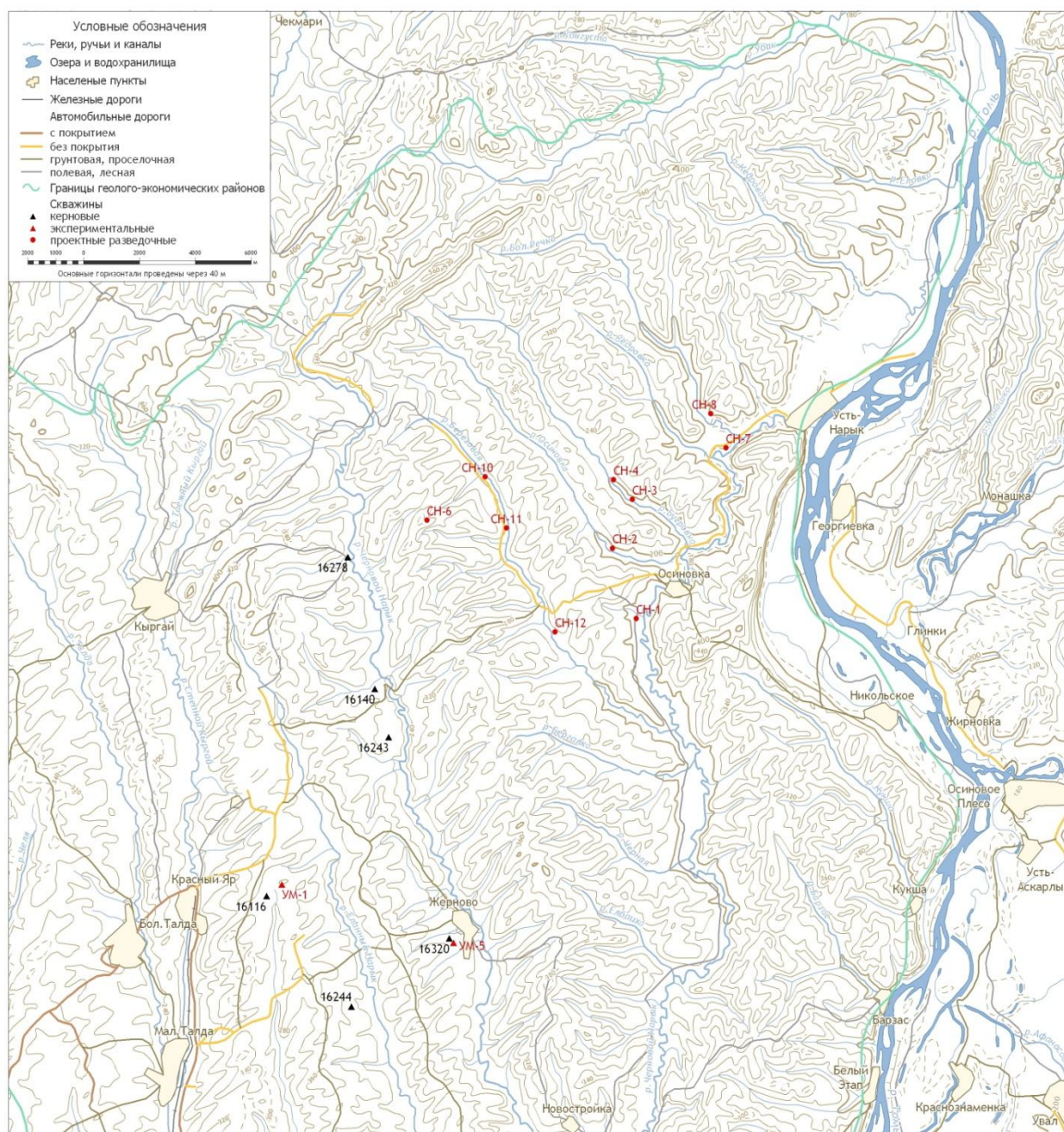


Рисунок 1 – Обзорная географическая карта района работ

1.1 Геолого-геофизический очерк

Геологическая изученность

Первые сведения о Нарыкской площади появились в конце XIX века. В 1883 году в первой сводной работе по Кузбассу Д. Б. Богданова установлено наличие непрерывного хребта, сложенного изверженными породами, связывающего южную оконечность Караканского хребта с Бабьим Камнем и

названного Нарыкскими горами [7].

В 1893 г. Державин А. Н. при геологическом описании береговых разрезов реки Томи отмечает наличие антиклинальной структуры между береговыми обнажениями Осташкин Камень и Бабий Камень [8].

В 1896 – 97 гг. Поленов Б. К. при проведении десятиверстной геологической съемки по реке Томи от деревни Ерунаково до Бабьего Камня подтвердил наличие антиклинальной складки у поселка Усть–Нарык [9].

В период 1936 – 1949 гг. геологами Яворским В. И. и Радченко Г. П. составлен детальный стратиграфический разрез Нарыкской площади по береговым обнажениям реки Томи, прослежено продолжение антиклинальной складки в восточном направлении до реки Средней Терси, отмечена фациальная изменчивость отложений по простирацию, увеличение зернистости пород и мощности триасовых базальтов [7].

В 1956 – 1958 гг. под руководством Н. В. Неутриевской проведена геологическая съемка листа N–45–XVI масштаба 1:200000, на территорию которого попадает Нарыкско-Осташкинская площадь. В этот период были откартированы площади распространения ерунаковской подсерии, триаса и юры. По результатам работ в 1960 году издана Государственная геологическая карта масштаба 1:200000 [11].

На перспективных площадях начаты работы по геологической съемке масштаба 1:50000. Необходимость работ такого масштаба заключалась в оценке района на угленосность и определение направления в поисковых работах на уголь, а также комплексной оценке площади на другие полезные ископаемые. Геологическая съемка масштаба 1:50000 проводилась в период 1959–65 годы под руководством Петрова Н. А. (листы N-45-55-Г, N-45-55-В) и Потехина П. Д. (листы N-45-67-Г, N-45-67-Б) [12].

В 1956 – 1957 гг. проводились обширные поисковые работы на Талдинском, Жерновском и Новоказанском месторождениях в ходе которых были разбурены основные региональные поисковые профили: Жерновский поисковый, Жерновский промежуточный, Сосновский и другие. Результаты

этих работ позволили составить схему тектонического строения и стратиграфии угленосных отложений центральной и северо-восточной части Ерунаковского района. Кроме того, были выявлены площади угленосных отложений, пригодные для отработки открытым способом.

В 1959 г. поисковые работы на Нарыкской антиклинали были продолжены бурением колонковых скважин на северном продолжении Жерновского поискового профиля (18 скважин №№ 996-1042). Профиль пройден в западной части Нарыкской антиклинали в крест простирания структуры. В результате получен перекрытый разрез угленосных отложений тайлуганской свиты, подсечено и опробовано 20 угольных пластов от 78 до 103.

В 1960 г. в восточной части Нарыкского месторождения пройден Большереченский профиль из 13 колонковых скважин. Профиль ориентирован в крест простирания основной структуры и вскрывает разрез от средней части ленинской свиты до триасовых отложений. При этом остался не изученным разрез между пластами 58 и 69. [2]

В результате бурения поисковых профилей предварительно установлено наличие значительной угленосности отложений, простое геологическое строение, полого наклонное залегание горных пород, наличие значительных ресурсов коксующихся углей "К" широкого спектра от марки Г до хорошо спекающихся ценных марок "ОС" и "СС".

С начала 70-х годов прошлого столетия геологоразведочные работы проводятся преимущественно в южной части Нарыкско-Осташкинской площади (Новоказанское месторождение). Так в период с 1971 по 1972 гг. выполнена предварительная разведка участков Новоказанского 1 и 2. В 1974–75 гг. проведена детальная разведка участка Новоказанский 1. А в 1985 году закончена детальная разведка участка Новоказанский Западный.

В ходе этих работ уточнялось геологическое строение, угленосность, качество углей, проводилось определение физико-механических свойства пород, местоположения водоносных горизонтов и их гидрогеологических характеристик, в разрезах скважин выделялись зоны интенсивной

трещиноватости и тектонических нарушений, изучались температурный режим пород и газоносность угольных пластов.

В период с 1979 по 1983 годы под руководством Свиначука О. П. проводилось геологическое до изучение планшетов N-45-67-A, Б, которое сопровождалось бурением картировочных скважин [12]. В этот период на западном замыкании Нарыкской антиклинали скважинами подсекались отдельные угольные пласты. По скважинам проводился каротаж и частичное опробование. Всего пробурено в пределах Нарыкской антиклинали 17 скважин.

В 1989–91 г. на листах N-45-55-B, Г; N-45-56-A, B, Г Восточной партией проведена Групповая геологическая съемка масштаба 1:50000. В результате работ уточнено геологическое строение района, выделены прогнозные площади на каменный уголь. Подсчитаны прогнозные ресурсы каменных углей категории P_2 в пределах Нарыкской антиклинали, которые составили: до гор. ± 0 м – 2,612 млрд. т; от 0 м до –300 м – 1,828 млрд. т; итого до гор. –300 м – 4,440 млрд. т. [12]

В период с 1996 по 2002 годы, в рамках проекта «Поисковые работы и геолого-промысловые исследования на площадях, подготавливаемых к опытно-промышленной добыче метана из угольных пластов в Ерунаковском районе» ЗАО «Метан Кузбасса», выполнило бурение 7 пилотных керновых скважин глубиной от 1092 до 1359 метров. Три из них (16243, 16140 и 16278) расположены в пределах Нарыкско-Осташкинской площади.

В этих скважинах был проведён комплекс геофизических исследований на уголь и газ, а также выполнены опробовательские и исследовательские работы по изучению угленосности продуктивных свит, качественным характеристикам и метаморфизму угля, трещиноватости углей и пород, газоносности угольных пластов, газодинамическим характеристикам угольных пластов продуктивных групп, газокинетическим и сорбционным свойствам угольных пластов продуктивных групп. [1]

В период с 2002 по 2004 г. в целях реализации федеральной целевой программы «Экология и природные ресурсы России (2002–2010 гг.)»,

утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2001 года № 860, ФГУП «Запсибгеолсъемка» выполнены поисковые и оценочные работы на коксующиеся угли на Нарыкской площади. В ходе работ было пробурено 11 скважин: 9 – на поисковом профиле II–II и 2 – на Большереченском профиле. В результате этих работ увязку геологических разрезов по профилям в пологопадающей замковой части Нарыкской антиклинали во вскрытой части и позволяет выделить ресурсы угля категории P_1 .

С марта 2009 г. на Нарыкско-Осташкинской площади (ресурсы метана, в угольных пластах которой оцениваются в 700-900 млрд. m^3) для оценки перспектив промышленной добычи метана из угольных пластов и организации газового промысла проводятся поисково-оценочные работы. Объектом изучения являются отложения тайлуганской, грамотеинской и ленинской свит на глубоких горизонтах (ниже – 100 м абс.) в пределах этой площади. В ходе работ будут изучены горно-геологических условий, угленосности, геолого-промысловых характеристик угольных пластов. Геолого-геофизическая характеристика "Нарыкско-Осташкинского" месторождения Кемеровской области. [4]

1.2 Геологическая изученность района работ

Гравиметрическая изученность

В период с 1979 по 1983 годы вся территория Нарыкско-Осташкинской площади была покрыта гравиметрической съемкой масштаба 1:50000. На основе полученных материалов были построены карты аномалий Буге ($2,3 \text{ г/см}^3$) и неполной топографической редукции ($2,67 \text{ г/см}^3$) с сечением изолиний 0,5 мГл.

Нарыкская, и Жерновская антиклинали отмечаются положительными аномалиями в силу выхода на поверхность более древних и более плотных

свит пермского возраста с меньшей угленосностью. Талдинская брахисинклиналь отмечается отрицательными значениями поля, так как ее центральная часть заполнена тайлуганскими отложениями с максимальной угленосностью. Также отрицательными аномалиями выделяется Кыргай-Осташкинская синклиналь, простирающаяся южнее Нарыкской антиклинали.

Магнитометрическая изученность

На всю территорию района работ имеется аэромагнитная съемка масштаба 1:25000 (высота полета 200 м). По данным этой съемки находят отражение лишь крупные магнитные структуры. Интенсивное знакопеременное поле T_a (± 600 нТл) обязано выходам базальтовых покровов, при этом точность определения их границ довольно низка. Слабомагнитные угленосные структуры характеризуются слабыми положительными аномалиями 0–250 нТл).

Выделение и оконтуривание зон выгорания угля – горельников и выявление и прослеживание эффузивных тел базальтов выполнено с помощью детальной магниторазведки масштаба 1:5000–1:10000 (точность наблюдений 5–10 нТл). Такая съемка выполнена в южной части Нарыкско-Осташкинской площади на участках Новоказанский 1 и Новоказанский 2.

Электроразведка

На участках Новоказанских 1 и 2 с целью прослеживания выходов угольных пластов под рыхлые отложения, выявления разрывных нарушений выполнено электропрофилирование методом сопротивлений масштаба 1:5000 (сеть наблюдений 50x10 м).

В зависимости от углов падения угленосной толщи применялись различные модификации электропрофилирования. Так для прослеживания крутопадающих пластов использовались установки срединного градиента (СГ) и симметричного электропрофилирования – СЭП (последняя установка в западной литературе известна как установка Шлюмберже). Для пологопадающих структур применялась дипольная установка (ДЭП) с ориентировкой питающего диполя по падению пластов.

Определение мощности и строения перекрывающих четвертичных

отложений на площади работ выполнено лишь фрагментарно с помощью вертикальных электрических зондирований – ВЭЗ по сети 250х100 м.

Сейсмическая изученность

Сейсмические исследования на Нарыкско-Осташкинской площади проводились в два этапа.

Первый этап (1989–1992 гг.). Целевое назначение – изучение структуры угленосной толщи. Методика работ – метод отраженных волн общей глубинной точки (МОВ ОГТ), двенадцатикратное перекрытие, система наблюдений – фланговая, шаг между центрами групп – 25 м, регистрация наблюдений осуществлялась на сейсмостанцию «Прогресс–2» (длительность регистрации 3 сек), возбуждение колебаний проводилось с помощью поверхностных источников вибрационного типа ГСК – 6 (4-5 источников в группе). Всего было отработано 5 профилей общей протяженностью 65 км. Для вычисления статических поправок проводились работы методом преломленных волн (МПВ) с шагом между каналами 10 м. При этом отрабатывались 2 стоянки через каждые 2-3 км.

Второй этап (1997–2000 гг.). Работы проводились с целью изучения глубинного строения Нарыкской антиклинали и Кыргай-Осташкинской синклинали для оконтуривания перспективных структур и подготовки их к глубокому бурению на предмет поисков залежей нефти и газа. В пределах площади работ в 1998–1999 гг. выполнена сейсморазведка методом общей глубинной точки (МОГТ) по редкой сети профилей. Методика работ следующая: система наблюдений фланговая, шаг сейсмоприемников 25 м, шаг пунктов воздействия 25 м, вынос – 300 м, максимальная кратность перекрытия 24, продолжительность регистрации 4000–5000 мс, что соответствует глубинности исследований 7–8 км. Количество профилей 9, при общей протяженности 100 км.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении Нарыкско-Осташкинской площади принимают участие отложения палеозойского, мезозойского и четвертичного возраста (рисунок 1). Палеозойские отложения представлены породами верхнего отдела пермской системы, выделяемые в кольчугинскую серию, мезозойские – породами триаса и юры, выделенными в абинскую и тарбаганскую серии соответственно. Породы палеозоя и мезозоя повсеместно перекрыты рыхлыми осадками четвертичного возраста.

Пермская система. Верхний отдел

Кольчугинская серия

В соответствии с унифицированной схемой стратиграфического расчленения верхнепалеозойских отложений Кузбасса кольчугинская серия подразделяется на три подсерии: кузнецкую, ильинскую и ерунаковскую. В пределах Нарыкско-Осташкинской площади отложения верхней перми представлены осадками ерунаковской подсерии.

Ерунаковская подсерия (P_{2er})

Согласно залегает на ильинской подсерии, охватывает верхнюю, наиболее продуктивную часть разреза кольчугинской серии, широко распространена на всей площади. Ерунаковская подсерия отличается от ильинской более мощными циклами осадконакопления: отдельные слои песчаников и алевролитов достигают 25–60 м, мощность седиментационных циклов и связанных с ними угольных пластов возрастает от стратиграфически нижележащих пластов к вышележащим. Подсерия подразделяется на ленинскую, грамотеинскую и тайлуганскую свиты.

Ленинская свита (P_{2ln}) выделяется в границах от кровли пласта 38 до

кровли пласта 60. Они согласно залегают на нижележащих отложениях Ускатской свиты. Отложения ленинской свиты, распространены в центральной и восточной части Нарыкской антиклинали и вскрыты скважинами на южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали (участки Новоказанские 1 и 2). Глубина погружения угольных пластов ленинской свиты в пределах Нарыкско-Осташкинской площади изменяется от выходов под наносы до 1800-2500 м.

В южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали, на участке Новоказанский 1, скважиной 16243 вскрыты отложения ленинской свиты в интервале от кровли пласта 60 до почвы пласта 40 мощностью 560 м. Нижняя часть разреза отложений свиты, на достигнутой скважиной глубине, срезается взбросом I и сохраняется на более глубоких горизонтах, в лежащем крыле взброса.

В ядре Нарыкской антиклинали в разрезе по Большереченскому профилю ленинская свита, представлена верхними горизонтами от пласта 59 до пласта 45. Мощность толщи, включающая указанные пласты, составляет 545 м.

Наиболее полно отложения ленинской свиты изучены на Талдинском месторождении, где отдельными скважинами они вскрыты на полную мощность – 650–700 м.

По литологическому составу отложения ленинской свиты, представлены как глинистыми породами (алевролитами, реже аргиллитами), так и песчаниками, пользующимися значительным распространением в разрезе. Слои пород в межпластовых интервалах имеют мощность от 5 до 20 м.

Грамотеинская свита (P_{2gr}). Отложения свиты согласно перекрывают породы ленинской свиты и выделяется в следующих стратиграфических границах – от кровли пласта 60 до кровли пласта 78. На Нарыкско-Осташкинской площади отложения свиты, развиты на крыльях Нарыкской антиклинали и Кыргай-Осташкинской синклинали.

На южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали грамотеинская свита, вскрыта на полную мощность. Мощность её изменяется от 348 до 430 м, средняя – 378 м и, в общем, несколько увеличивается с запада на восток.

На Нарыкской антиклинали отложения грамотеинской свиты, вскрыты на полную мощность. Наиболее полно они изучены на южном крыле антиклинали, в разрезах по поисковому II–II и Большереченскому профилям. Мощность свиты здесь изменяется незначительно от 388 до 395 м, увеличиваясь к востоку. Для северного крыла Нарыкской антиклинали, осложнённого дизъюнктивной тектоникой мощность осадков грамотеинской свиты в разрезе по поисковому профилю II–II оценивается в 400-410 м.

Для грамотеинской свиты характерна большая продолжительность циклов осадконакопления. Наиболее крупные из них приурочены к верхней части разреза, где отдельные слои песчаников и алевролитов достигают мощности 70 м. Литологический состав вмещающих пород непостоянен, как в широтном, так и в меридиональном направлениях наблюдается фациальная изменчивость осадков. Наибольшим распространением в отложениях свиты пользуются мелкозернистые алевролиты – 38,8 %, затем песчаники – 35,2 %, на долю крупнозернистых алевролитов приходится 13,3 %. Аргиллиты, углистые породы и пачки переслаивания пород имеют подчинённое значение, а участие их не превышает 0,3-4,8 %.

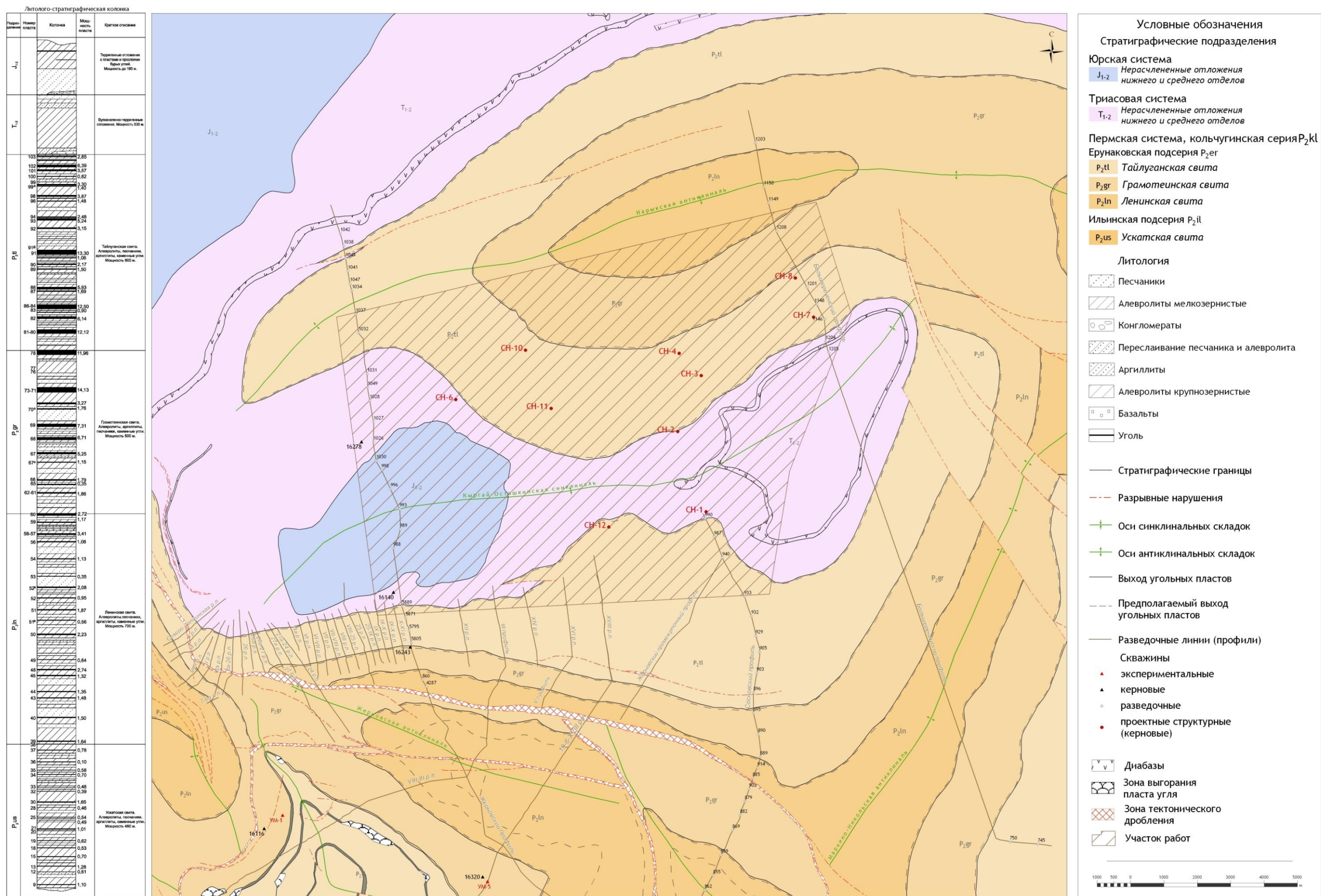


Рисунок 2 – Геологическая карта Нарыкско-Осташкинской площади [3]

Тайлуганская свита (P_2tl)

Отложения свиты завершают стратиграфический разрез верхнепалеозойских отложений Кузбасса. Отложения свиты распространены как на флангах, так и в центральной части Нарыкско-Осташкинской площади. Свита включает толщу осадков от кровли пласта 78 до контакта с мезозойскими отложениями, проведенного по слою отбеленных пород залегающих в пределах от 10–12 до 20 м выше кровли пласта 103. В пределах Нарыкско-Осташкинской площади отложения свиты вскрыты на полную мощность на южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали (участки Новоказанские 1 и 2) и на южном крыле Нарыкской антиклинали на Жерновском и Большереченском поисковых профилях. На северном крыле Нарыкской антиклинали в разрезе по Жерновскому поисковому профилю вскрыты верхние горизонты свиты в интервале от пласта 103–101 до пласта 91–91а.

В южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали тайлуганская свита, вскрыта от пласта 78 до пласта 103. Мощность свиты изменяется от 755–762 м в западной части месторождения, до 686– 669 м на восточном фланге, при средней мощности – 725 м.

В пределах Нарыкской антиклинали мощность свиты на Жерновском поисковом профиле изменяется от 720 до 735 м и незначительно уменьшается в восточном направлении к Большереченскому профилю до 700 м.

В литологическом составе отложений свиты преобладают песчаники (20–42%) и алевролиты (25–38%), существенное значение имеют аргиллиты (17–19%) и угли (2,7–16%). Литологический состав вмещающих пород непостоянен, как в разрезе, так и на площади наблюдается фациальная изменчивость осадков. В целом, в нижней части разреза преобладают мощные слои песчаников, в верхней – алевролитов. Мощность отдельных слоев песчаников и алевролитов достигает 50–60 м. На западе площади в составе пород преобладают псаммитовые и пелитовые, а на востоке – алевроитовые разности.

Триасовая система. Нижний–средний отделы

Абинская серия (T₁₋₂ ab)

Верхнепалеозойские отложения перекрываются осадками абинской серии ранне-среднетриасового возраста. Эти отложения наиболее полно изучены на Жерновском поисковом профиле в месте максимального погружения Кыргай-Осташкинской синклинали. Граница с палеозойскими отложениями условно проводится по слою отбеленных пород, в 5–20 м выше последнего угольного пласта 103. В пределах района углового несогласия между мезозойскими и палеозойскими отложениями не установлено. Разрез абинской серии представлен чередованием зеленовато-серых и бурых песчаников и алевролитов, часто с примесью туфогенного материала. Алевролиты имеют в разрезе толщи преобладающее значение. Характерным для пород триаса является повсеместное включение цеолита. В нижней части разреза встречаются пластовые тела базальтов, мощностью более 20 м. Максимальная мощность вскрытой части разреза отложений триаса около 600 м.

Юрская система. Нижний-средний отделы

Тарбаганская серия (J₁₋₂ tb)

Отложения тарбаганской серии юрского возраста, трансгрессивно залегающие на осадках абинской серии, вскрыты в ядре и крыльях Кыргай-Осташкинской синклинали на Жерновском поисковом профиле. Мощность её здесь не превышает 270 м. В основании юрских отложений залегает базальный конгломерат мощностью до 2,0 м, представленный хорошо окатанной галькой изверженных пород. По литологическому составу юрские отложения представлены светло-серыми песчаниками различного гранулометрического состава с прослоями и линзами гравеллитов и конгломератов.

Четвертичная система

Современные осадки распространены повсеместно. По генетическим признакам они подразделяются на аллювиальные отложения современных речных долин и покровные отложения водоразделов и склонов. Аллювиальные отложения выполняют долины современных рек, образуя русловые осадки,

пойменные и надпойменные террасы и представлены галечником, гравием, песком, супесями, суглинками, илами.

Покровные отложения междуречий обычно представлены лессовидными суглинками, глинами, супесями. Мощность их изменяется от 2–5 м в поймах и долинах рек, до 40–60 м на водоразделах.

2.2 Тектоника

Тектоническое строение Нарыкско-Осташкинской площади определяется её расположением в Центральной части Кузнецкого бассейна на границе с Присалаирской зоной линейной складчатости. Основные складчатые структуры – Нарыкская антиклиналь, Кыргай-Осташкинская синклиналь имеют субширотное направление. С запада и юга складчатые структуры осложнены крупными разрывными нарушениями – Воробьевским взбросом и нарушением I (рисунок 3).

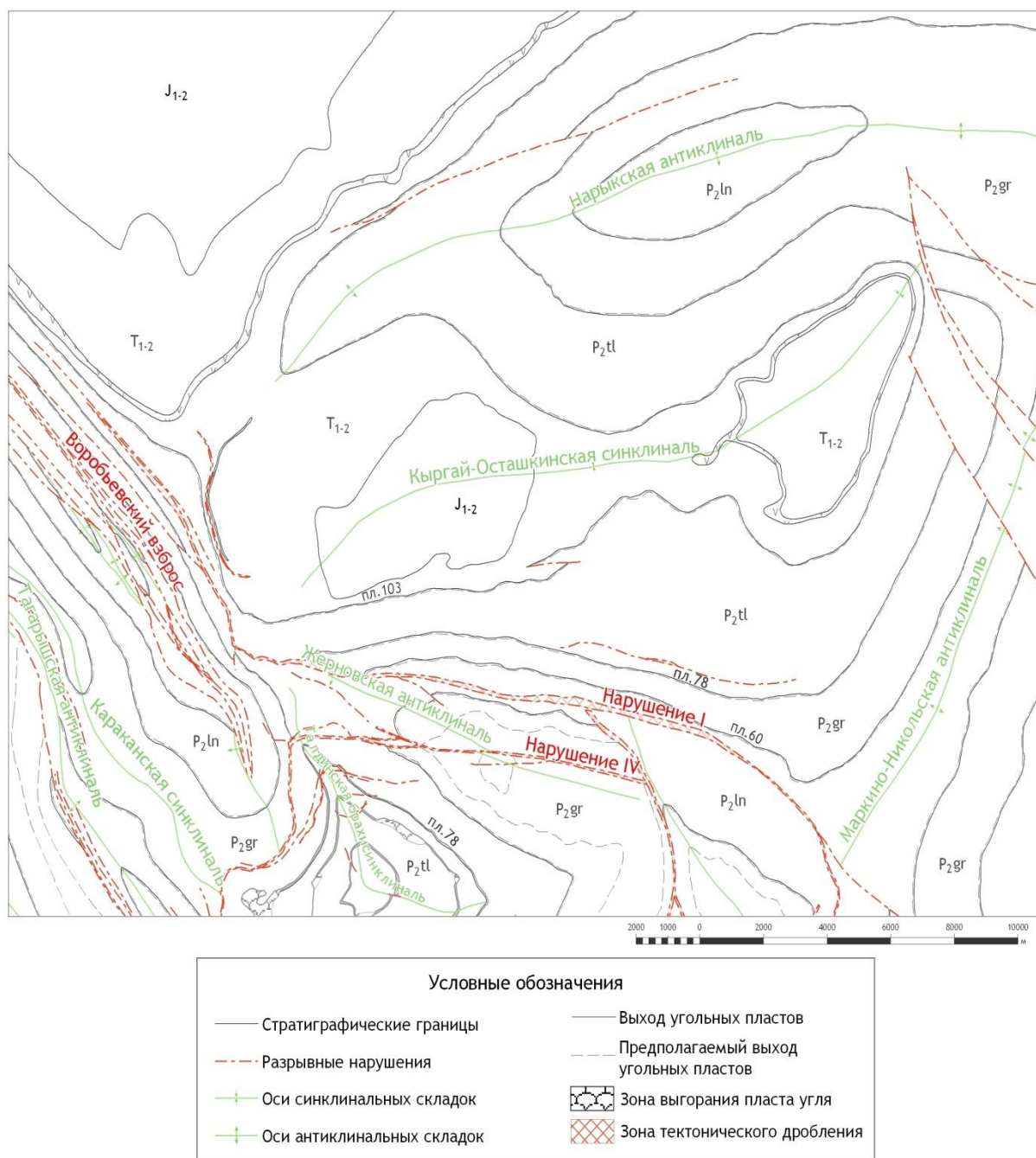


Рисунок 3 – Тектоническая схема Нарыкско-Осташкинской площади
Пликативные структуры

Кыргай-Осташкинская синклиналь расположена в центральной части района, от Жерновской антиклинали отделена взбросом I. Кыргай-Осташкинская синклиналь это крупная структура, размеры которой в Ерунаковском районе по длинной оси (ориентированной в субширотном направлении) составляют 19 км, а по короткой – 10 км. Падения пластов в южном крыле 15–20 град., в северном – 30 – 40 град. Синклиналь выполнена

полным разрезом угленосных отложений кольчугинской серии, мощность которых составляет около 2000 м, перекрытыми (в ядре синклинали) триасовыми и юрскими отложениями общей мощностью около 600–650 м.

Нарыкская антиклиналь – крупная брахиформная структура, ориентирована параллельно Кыргай-Осташкинской синклинали, имеет субширотную ориентировку осевой поверхности расположенная в северо-восточной части Ерунаковского района. Антиклиналь имеет длину 35 км и ширину 10 км, амплитуда по кровле ерунаковской подсерии составляет более 1500 м. Простираие длинной оси складки – субширотное.

Северное крыло пологое ($18\text{--}30^\circ$), южное – более крутое ($30\text{--}75^\circ$), участками флексуро-образное и осложнённое разрывным нарушением, которое сопровождается рядом апофиз.

Дизъюнктивные структуры

Нарушение I – это крупное разрывное нарушение, протягивающееся по южному крылу Кыргай-Осташкинской синклинали и далее на восток и юго-восток через Маркино-Никольскую антиклиналь, установленное по зоне трещиноватых раздробленных пород. Мощность зоны дробления около 350 м, а амплитуда смещения колеблется в пределах 150–500 м. Как правило, этот дизъюнктив сопровождается зеркалами скольжения с преобладающими углами падения сместителя (порядка $60\text{--}85^\circ$). Характерным для этого нарушения является его северо–восточное падение и изменчивость простираия. Здесь, очевидно, сказывается разнонаправленность тектонических напряжений, приведших к образованию в этой части района пересекающейся складчатости и соответственно разнонаправленных разрывных нарушений.

Кроме нарушения I, в пределах Нарыкско-Осташкинской площади, геологоразведочными работами выявлено несколько согласных взбросов. Наиболее крупный осложняет северное крыло складки (рисунки 4, 5), простирается почти параллельно оси антиклинали, вскрыт Жерновским профилем, Большереченским и поисковым профилем II–II и представляет собой зону дробления пород мощностью от 50 до 170 м (Жерновский профиль).

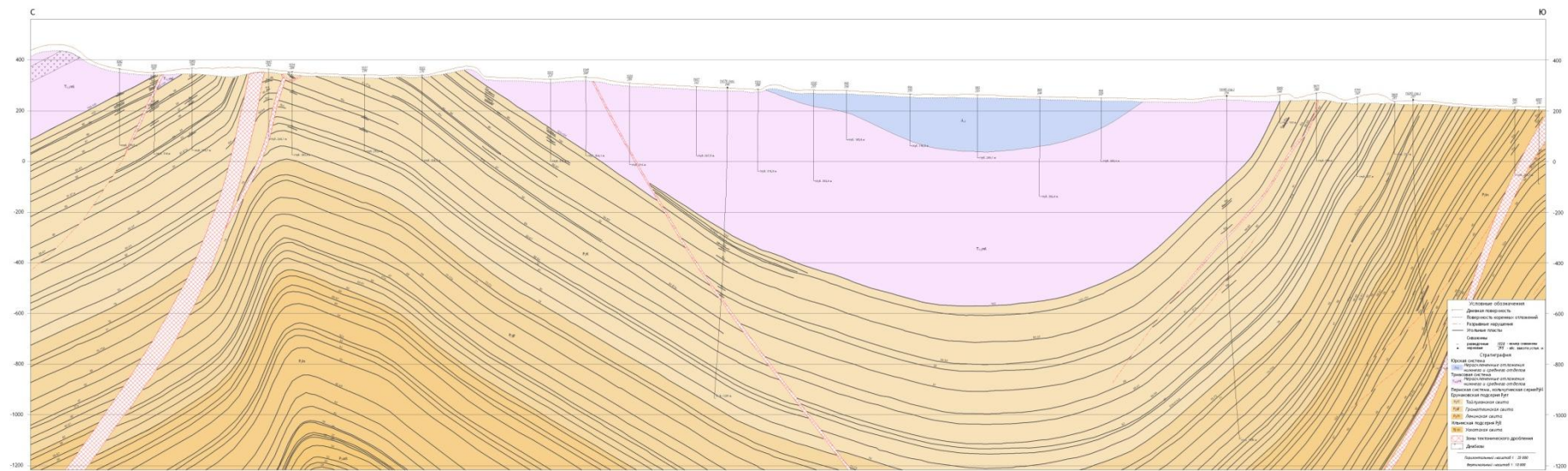


Рисунок 4 – Геологический разрез по Жерновскому профилю



Рисунок 5 – Геологический разрез по Большереченскому профилю

В пределах Нарыкско-Осташкинской площади наиболее полно изучены угленосные отложения тайлуганской и грамотеинской свит. Отложения ленинской свиты, вскрыты не полностью. Отложения ускатской свиты, залегающие на больших глубинах, не изучены.

Ленинская свита (P_2 ln). Отложения ленинской свиты, занимают центральную и восточную часть Нарыкской антиклинали, а также вскрыты скважинами на южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали (участки Новоказанские 1 и 2). На Нарыкском и Новоказанском месторождениях выделяется в границах от кровли пласта 38 до кровли пласта 60.

Пласты свиты, в полном объеме, изучены на Талдинском и Жерновском месторождениях, прилегающих к южному крылу Кыргай-Осташкинской синклинали. В южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали, скважиной 16243 вскрыты отложения ленинской свиты в интервале от кровли пласта 60 до почвы пласта 40. Вскрытый интервал мощностью 560 м содержит 17 угольных пластов. Из них четыре характеризуется как весьма тонкие (пласты 45 вп, 51а, 53 и 55) с мощностями от 0,25 до 0,69 м, четыре угольных пласта (40, 52, 56 и 59) по мощности относятся к категории тонких. Семь угольных пластов (43–42, 44, 45, 50, 51, 52а и 60) относятся к категории пластов средней мощности, и пласты 48 и 58–57 могут быть отнесены к категории мощных.

Угленосность нижней части вскрытого разреза от почвы пласта 40 до кровли пласта 48 составляет 9.45%, рабочая – 9%.

Залегающий выше сто метровый интервал от кровли пласта 48 до почвы пласта 50 характеризуется полным отсутствием рабочей угленосности. Здесь залегают 4 угольных пласта мощностью от 0,20 до 0,30 м, что делает эту часть разреза совершенно бесперспективной для промышленного освоения.

Угленосность интервала от почвы пласта 50 до кровли пласта 60, который содержит 11 угольных пластов, составляет 6%, рабочая – 5,6 %. Здесь можно выделить два горизонта с повышенной угленасыщенностью.

Первый горизонт, мощностью 110 м, выделяется в интервале от почвы пласта 50 до кровли пл. 52а. Угленосность толщи в этом интервале 6,7 %.

Второй горизонт в интервале угольных пластов от почвы пл. 56 до кровли пл. 60, мощностью 90 м, обладает угленосностью 9.3%. Эти интервалы являются наиболее перспективными для промышленного освоения. На остальной части Новоказанского месторождения, вскрыты только верхние горизонты свиты от пласта 60 до 51.

Характер изменчивости мощности и строения угольных пластов ленинской свиты на южном крыле Кыргай-Осташкинской площади обобщен и представлен в таблице 1. Мощность толщи, включающие указанные пласты, на различных разведочных линиях, представлена в таблице 2.

Таблица 2.5.1 – Характеристика угольных пластов ленинской свиты южного крыла Кыргай-Осташкинской синклинали

Название пласта	Расстояние по нормали от вышележ. пласта, м	Мощность от – до, средняя, м	Строение пласта	Степень выдержанности пласта
1	2	3	4	5
60	34–72	1,97–3,50 2,73	Простое, иногда сложное из 2–4 пачек	относительно выдержанный
59	0,5–31	1,13–3,00 1,83	Сложное из 2–4 пачек, реже простое	невыдержан
58	45–52	1,14–2,66 1,75	Простое, иногда сложное из 2–4 пачек	относительно выдержанный
58–57	< 0,5	2,43–4,62 4,10	Сложное из 2–4 пачек	относительно выдержанный
57	< 0,5–31	0,64–2,38 1,17	Простое, иногда сложное из 2–4 пачек	невыдержан
56	15–35	0,72–2,35 1,56	Простое и сложное из 2–4 пачек	относительно выдержанный
55	3–15	0,0–0,84 0,35	Простое и сложное из 2–х пачек	невыдержан
54	32–53	1,04–2,16 1,29	Сложное из 2–3 пачек, реже простое	относительно выдержанный
53	16–50	0,35	Простое и сложное из 2–3 пачек	невыдержан
52 ^a	16–23	2,17	Сложное из 2–4 пачек и простое	невыдержан
52	21–38	1,18	Сложное из 2–4 пачек, иногда простое	невыдержан

51	27–37	1,58	Сложное из 2 реже 3 пачек, иногда простое	относительно выдержанный
51a	18–20	0,59	Простое	невыдержан
50	48–57	2,52	Простое, иногда сложное из 2–3 пачек	относительно выдержанный
49	63–91	0,2	Сложное из 2, реже 3–4 пачек часто простое	невыдержан
48	29–50	3,0	Простое, реже сложное из 2–3 пачек	относительно выдержанный
48–45	< 0,50	4,93	Сложное из 2–4 пачек, редко простое	относительно выдержанный
45	0,50–13	1,92	Сложное из 2–4 пачек иногда простое	относительно выдержанный
44	32–52	2,3	Сложное из 2–3, реже 4 пачек иногда простое	относительно выдержанный
43–42	7–22	3,18	Сложное из 2–3, реже 5 пачек, иногда простое	относительно выдержанный
40	33–46	1,14	Сложное из 4–6, иногда из 2–3 пачек	невыдержан

Таблица 1.5.2 – Характер газоносности ленинской свиты в пределах Новоказанского месторождения

№ р.л.	Индекс пластов угля, вскрытых в разрезе р.л.	Суммарная мощность пластов угля, м	Мощность толщ и, м	Коэффициент рабочей угленосности, %
24 р. л.	60–59, 58–57, 56, 55	9,73	137	7,1
25 р. л.	60–59, 58–57, 56, 55	7,2	130	5,5
Жерновский поисковый профиль	60–59, 58–57, 56	4,46	83	5,4
III профиль	60, 58–57, 56, 59, 54	6,07	139	4,4
XVI р. л.	60, 58–57, 55, 54, 52 ^a , 51	7,52	245	3,1
Жерновский промежуточный профиль	60–59, 58–57, 55, 54	3,93	123	3,2

Как видно из данных приведенных в таблице, рабочая угленосность Ленинской свиты на южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали постепенно уменьшается с запада на восток (от 24 р. л. до Жерновского промежуточного профиля) и в среднем для вскрытой толщи равна 4,5 %.

На Нарыкской антиклинали в разрезе по поисковому профилю II–II скважиной СН–4 (16882) вскрыт неполный разрез отложений ленинской свиты

мощностью 594 м, от пласта 60 до пласта 39. Указанный интервал содержит 24 угольных пласта мощностью от 0,15 до 2,58 м. Угольные пласты, как правило, имеют сложное строение (2 – 4 угольные пачки). Коэффициент угленосности – 2,97%, рабочая угленосность – 2%.

Далее на востоке на Большереченском профиле ленинская свита, представлена верхними горизонтами от пласта 59 до пласта 45. Мощность толщи, включающая указанные пласты, составляет 545 м при коэффициенте рабочей угленосности 1,6%.

Угленосность ленинской свиты, в целом для Нарыкско-Осташкинской площади, уменьшается в направлении с юго-запада на северо-восток, т. е. в сторону господствующего прогиба Кузнецкой котловины.

Мощности пластов угля колеблются от 0,20 до 4,93 м. Все они имеют преимущественно сложное строение и состоят из 2–3, иногда 5 пачек угля.

Грамотеинской свита (P_2 gr). На южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали отложения грамотеинской свиты характеризуются устойчивой рабочей угленосностью. Характерным для свиты является постепенное увеличение мощностей угольных пластов от нижних горизонтов разреза к верхним. Самые верхние угольные пласты 73–71 и 78 имеют мощности от 8 до 10 м. Угленосность колеблется от 6,1 до 11,4 %, среднее значение его равно 8,9 % при этом рабочая угленосность свиты закономерно уменьшается с запада на восток. Иногда по простиранию и падению наблюдается расщепление угольных пластов 66–65, 67, 69а, 70, 70а, и 73–71 на самостоятельные угольные залежи с сохранением общей угленасыщенности разреза. Характеристика угольных пластов грамотеинской свиты приведена в таблице 3

Таблица 2.5.3 – Характеристика угольных пластов грамотеинской свиты (Новоказанское месторождение)

Название пласта	Расстояние по нормали от вышележ. пласта, м	Мощность от – до, средняя, м	Строение пласта	Степень выдержанности пласта
-----------------	---	------------------------------	-----------------	------------------------------

1	2	3	4	5
78	65	7,48–9,49 9,57	сложное от 3 до 18 пачек	относительно выдержанный
77	3–47	0,33–3,65 1,74	Простое, иногда 2–3 пачки	невыдержанный
73–71	45–75	8,65–14,01 11,16	сложное от 4 до 15 пачек, реже 1–4 пачки	относительно выдержанный
73–72	5–60	7,31	сложное от 3 до 12 пачек	относительно выдержанный
71	0–36	2,95–3,19 3,05	сложное от 2 до 4 пачек	относительно выдержанный
70–70a	37–50	2,08–3,72 3,38	сложное от 2 до 4 пачек	относительно выдержанный
70	37–50	2,48–4,19 2,90	сложное от 2 до 4 пачек, иногда простое	невыдержанный
70a	0–10	1,07–2,25 1,32	Простое, иногда сложное до 2 пачек	невыдержанный
69	35–48	2,65–7,55 4,89	сложное от 2 до 6 пачек, иногда простое	относительно выдержанный
69a	4–10	0,63–1,30 0,76	Простое	невыдержанный
68	42–48	2,71–4,99 3,60	сложное от 3 до 7 пачек	относительно выдержанный
67	25–56	3,29–6,74 4,03	сложное от 2 до 5 пачек, иногда простое	относительно выдержанный
67a	2–20	0,91–1,65 1,31	Простое	невыдержанный
66	22–37	2,85	сложное от 2 до 3 пачек	выдержанный
62–61	27–32	2,25	сложное от 2 до 3 пачек	невыдержанный

На южном крыле Нарыкской антиклинали, отложения грамотеинской свиты вскрыты на полную мощность на поисковом профиле II–II и Большереченском профиле. Так же как и на Новоказанском месторождении отложения свиты характеризуются хорошей угленосностью. Увеличение мощностей угольных пластов происходит от нижних горизонтов к верхним. Угленосность отложений свиты уменьшается с запада на восток. Так на поисковом профиле II–II коэффициент угленосности составляет 8,99%, рабочая – 6,8%. А в разрезе по Большереченскому профилю, общая угленосность отложений грамотеинской свиты – 6,6%, рабочая – 4,76%.

В западной части антиклинали по Жерновскому поисковому профилю мощность свиты (по графическим построениям) составляет 435 м. Учитывая, что падение угленосности происходит с запада на восток можно предположить угленосность свиты общая – 5,0%, рабочая 4,9%.

Для освоения газовым промыслом угольные пласты грамотеинской свиты Нарыкско-Осташкинской площади являются высокоперспективными.

Тайлуганская свита (P_{2tl}). На южном крыле Кыргай-Осташкинской синклинали в разрезе свиты, с учётом расщепления отдельных пластов, как по простиранию, так и по падению, на две и более пачек, считая каждую отдельную пачку за самостоятельный пласт, содержится до 35 пластов угля различной выдержанности и мощности. Характеристика основных пластов приведена в таблице 2.5.4.

Таблица 2.5.4 – Характеристика угольных пластов тайлуганской свиты

Название пласта	Расстояние по нормали от вышележащего пласта, м	Мощность от – до, средняя, м	Строение пласта	Степень выдержанности пласта
1	2	3	4	5
103		3,30–3,62 3,44	сложное из 2–4 пачек	выдержанный
102	4–54	1,08–2,45 1,50	сложное из 2–5 пачек	невыдержанный
103–101		5,50–9,40 7,45	сложное, из 8–10 пачек	относительно выдержанный
101	3–30	4,25–6,21 5,58	сложное от 2 до 9 пачек, иногда простое	выдержанный
100	3–13	0,61–2,50 1,37	простое, реже сложное до 2–3 пачек	невыдержанный
99	8–55	0,46–1,23 0,88	сложное из 2–8 пачек	невыдержанный
99a	1–21	0,48–1,38 1,19	простое, редко сложное до 2 пачек	невыдержанный
98–97	25–68	3,43–6,15 4,92	простое и сложное из 2–6 пачек	относительно выдержанный
96	4–39	0,67–0,97 0,84	сложное из 2 пачек, иногда простое	относительно выдержанный
94	39–90	4,96–5,19 5,08	сложное из 2–6 пачек, реже простое	выдержанный
94–93		4,47–5,66 5,13	сложное из 3–11 пачек	выдержанный
93	0,5–23	0,54–0,86 0,70	сложное из 2–9 пачек	невыдержанный
92	14–48	1,96–2,68 2,33	сложное из 4–6 пачек	выдержанный
91	29–82	6,46–11,60 8,70	сложное от 5 до 8 пачек	относительно выдержанный
91 в п		2,31–3,32 2,82	сложное из 2 пачек	относительно выдержанный
91 н п		3,99–4,24 4,12	сложное от 2 до 3 пачек	относительно выдержанный
1	2	3	4	5
91 б	5–11	1,00–1,44 1,18	простое, реже сложное из 2 пачек	невыдержанный
90	19–47	2,75–4,09 3,49	сложное из 2–5 пачек	выдержанный
89	28–43	2,92–3,62 3,02	простое, реже сложное из 2–4 пачек	относительно выдержанный
88	29–61	1,42–2,75 2,00	сложное из 2 и 8 пачек	относительно выдержанный
88–87		3,60–6,45 4,83	сложное из 2 и 6 пачек	выдержанный
87	1–16	2,33–4,93 3,11	сложное от 2 до 9 пачек	относительно выдержанный

86–84	45–65	8,23–9,81 9,02	сложное от 6 до 14 пачек	относительно выдержанный
82	18–52	2,85	простое и сложное из 2– 4 пачек	относительно выдержанный
82–81		4,22–6,78 5,73	сложное от 3 до 10 пачек	относительно выдержанный
81	6–68	2,35–2,90 2,63	от простого до сложного (2–6 пачек)	относительно выдержанный
80	0,5–36	8,80–9,52 9,16	сложное от 2 до 10 пачек	относительно выдержанный

Из общего количества угольных пластов четыре – 100, 96, 95, 80а являются тонкими, девятнадцать – 103, 102в.п., 102н.п., 101, 99, 93, 92, 91в.п., 91н.п., 91а, 90, 89, 88, 87, 82в.п., 82н.п., 80в.п., 80н.п. относятся к пластам средней мощности и тринадцать – 102–101, 102, 98–97, 94–93, 94, 91, 89–87, 86–84, 86, 84, 82, 82–81, 80 относятся к мощным. Подавляющее количество угольных пластов обладают сложным и весьма сложным строением и только два угольных пласта 82 и 98–97 характеризуются простым строением, хотя на месторождении и эти пласты зачастую состоят из нескольких угольных пачек.

Угленосность отложений свиты составляет 12,8%, рабочая угленосность – 12,2%. Наиболее высокой угленасыщенностью обладает нижняя часть разреза свиты в интервале от кровли пл. 78 до кровли пл. 86–84.

Вместе с двумя мощными пластами (73–71 и 78) верхней части разреза нижележащей грамотеинской свиты толща мощностью до 270 м включает в себе 45,8 м угля, угленосность этой толщи достигает до 17%. Выше пласта 86–84 более или менее мощные угольные пласты распространены в разрезе приблизительно через равные интервалы.

В пределах Нарыкской антиклинали в разрезе по Жерновском поисковому профилю (с учетом скважины СН11) насчитывается 25 пластов угля различной выдержанности и мощности. При этом весьма тонким является один пласт – 93, восемь пластов угля – 82 н.п., 90а, 91в.п., 92а, 96, 99а, 99 и 100 охарактеризованы как тонкие. Девять пластов угля – 81, 82вп, 90, 91 н.п., 92, 97, 98, 102 и 103 отнесены к категории средней мощности и семь пластов 80 н.п., 82, 86–84, 91, 94–93 и 102 относятся к мощным. Угольные пласты обладают преимущественно сложным и весьма сложным строением.

В разрезе по Большереченскому профилю вскрыто 23 угольных пласта преимущественно сложного строения мощностью от 0,2 до 7,85 м. Характеризуя угольные пласты по мощности можно отметить, что шесть пластов (101, 98, 97, 96, 87 и 83) являются весьма тонкими; три пласта (92, 89 и 81) отнесены к категории тонких; девять угольных пластов (103, 102, 93, 91, 90, 89а, 88–88а, 82, 80а) – средней мощности и четыре пласта (94, 91а, 86–84 и 80) – как мощные.

Угленосность отложений тайлуганской свиты на Жерновском поисковом профиле составляет 10,0%, рабочая – 9,4%, тогда как на Большереченском профиле угленосность свиты 6,9%, рабочая – 3,4%. Т. е. в пределах Нарыкской антиклинали, в направлении с запада на восток, на протяжении 13 км происходит уменьшение угленосности тайлуганской свиты почти в три раза. В отложениях тарбаганской серии, частично вскрытых в ядре и крыльях Кыргай-Осташкинской синклинали на Жерновском поисковом профиле выявлено 5 угольных пластов, имеющих мощность от 0,10 до 1,49 м. Эти пласты не представляют промышленного интереса с точки зрения организации газового промысла.

2.3 Газоносность

Изучение качественных показателей угольных пластов Нарыкско-Осташкинской площади проводилось по керновым пробам из скважин колонкового бурения.

Как уже упоминалось ранее, наиболее изученной частью Нарыкско-Осташкинской площади является южное крыло Кыргай-Осташкинской синклинали (Новоказанское месторождение).

Марочный состав углей Новоказанского месторождения разнообразен. В соответствии с классификацией по генетическим и технологическим параметрам ГОСТ 25543 – 88 [5], и согласно результатам лабораторных исследований угли Новоказанского месторождения, по марочному составу,

подразделяются на длиннопламенные (Д), длиннопламенные газовые (ДГ), газовые (Г), газовые жирные отощённые (ГЖО), газовые жирные (ГЖ) и жирные (Ж).

При большом простирании угленосной толщи месторождения с запада на восток (14,5 км) и изменением степени метаморфизма в сторону увеличения в этом направлении, по ряду пластов имеются переходные марки углей от длиннопламенных газовых к газовым и от газовых к газовым жирным. Так, например, если по пласту 86–84 в западной части месторождения (II, 26 р. л.) $V^{\text{daf}} - 38 - 39\%$, Y – от 0 до «намечается», $Q^{\text{r}}_6 - 7600 - 7700$ б.кал., то на востоке (XVI, XVIII р. л.) указанные показатели составляют соответственно $V^{\text{daf}} - 36 - 38\%$, Y 9–11 мм и $Q^{\text{r}}_6 - 8000 - 8100$ б.кал. Аналогичные явления наблюдаются и по всем остальным пластам.

В Тайлуганской свите все угли пластов от 103 до 95 отнесены к марке Д (длиннопламенный), подгруппа ДВ (длиннопламенный витринитовый).

Угли пластов от 94–93 до 88–87, можно рассматривать как переходные от длиннопламенных газовых к газовым. При этом в западной части месторождения угли указанных пластов отнесены к марке ДГ (длиннопламенный газовый), подгруппа ДГВ (длиннопламенный газовый витринитовый), а в восточной части – к марке Г (газовый), группа 1Г (первый газовый), подгруппа 1ГВ (первый газовый витринитовый).

К марке ГЖО (газовый жирный отощённый) в соответствии с ГОСТ 25543–88 [5] отнесены угли пластов от 86–84 до 58–57. При этом угольные пласты от 86–84 до 68 включительно отнесены к группе 1ГЖО (первый газовый жирный отощённый), подгруппы 1ГЖОВ (первый газовый жирный отощённый витринитовый). А угли пластов от 67 до 58–57 относятся к группе 2ГЖО (второй газовый жирный отощённый), подгруппы 2ГЖОВ (второй газовый жирный отощённый витринитовый).

Угли нижележащих пластов от 56 до 52 относятся к марке ГЖ (газовый жирный), группы 2ГЖ (второй газовый жирный).

Угольные пласты 51 и 50 в соответствии с ГОСТ 25543–88 [5] относятся

к марке Ж (жирный), группа 1Ж (первый жирный).

По результатам изучения качественных характеристик угля по скважинам 16140 и 16243 можно проследить изменение марочного состава по падению толщи. Верхняя граница углей марки «Г» прослеживается между пластами 73–71 и 70 на горизонте ± 0 (абс.), а по скважине 16140 эта же граница установлена на горизонте -350 (абс.) между пластами 94–93 и 92. Граница углей марки ГЖ и Ж в южной части Новоказанского месторождения (скважина 16243) проводится между пластами 52 и 51 (гор. -430 абс), а в скважине 16140 граница между углями этих проведена между пластами 70^а и 69 (гор. -990 абс.).

По вещественному составу угли Новоказанского месторождения характеризуются следующим содержанием микрокомпонентов:

- витринита – 54 – 87%;
- семивитринита – 1 – 8%;
- лейптинита – 1 – 4%;
- фюзенита – 14 – 27%;
- минеральных веществ – 1 – 9%.

Наблюдается постепенное нарастание содержания витринита в углях Новоказанского месторождения с глубиной. Так содержание витринита в пласте 103 составляет – 54,0% , для пластов грамотеинской свиты (пласты 73–71 и 68) этот показатель увеличивается до 64,6 – 71,7%, а в пластах ленинской свиты (пласт 50) содержание витринита возрастает до 87,0%.

Одновременно с нарастанием количества витринита с глубиной происходит снижение содержания фюзинита – от 33,0 до 7,5%.

Со стратиграфической глубиной и глубиной современного залегания параллельно с нарастанием содержания витринита и снижением фюзинита по всем угольным пластам происходит нарастание основного показателя степени метаморфизма углей – отражательной способности витринита (R_0) от 0,63 – 0,64 (пласты 103 и 102) до 0,98 (пласт 50), стадия метаморфизма – от I до II–III.

Наиболее полное изучение качественных показателей углей выполнено в

2000 г на Жерновском поисковом профиле в глубокой керновой скважине 16278, где по пробам из вскрытых скважиной угольных пластов Тайлуганской свиты южного крыла Нарыкской антиклинали выполнено изучение качественных показателей углей, их петрографического и элементного состава, коксующихся свойств, химического состава, золы и других показателей.

По петрографическому составу угли Тайлуганской свиты более или менее однородны. Так содержание витринита в углях изменяется от 65,5 до 72,9%, возрастая со стратиграфической глубиной.

Отражательная способность витринита (R_o , %) по скв. 16140 увеличивается со стратиграфической глубиной от 0,63 (пласт 103) до 0,73 (пласт 92), достигая максимального значения 0,89 в пласте 68. Стадия метаморфизма – от I до II–III.

Отражательная способность витринита в скважине 16278 определена только для 6 пластов 103, 102, 101, 97, 94–93 и 80. Тем не менее, марочную принадлежность всех пластов можно установить достаточно уверенно.

По ГОСТ 25543–88 [5] уголь пластов 103, 102, 101 соответствует марке ДГ (длиннопламенный газовый), подгруппа ДГВ (длиннопламенный газовый витринитовый).

Угли пластов 100, 99, 98, 97, 94–93, 92 и 91–91а относятся к марке Г (газовый). Пласты 100, 99, 98, 97, 94–93 и 92 принадлежат к группе 1Г (первый газовый), подгруппа 1ГВ (первый газовый витринитовый), а пласт 91–91а к группе 2Г (второй газовый).

Увеличение толщины пластического слоя до 14 – 16 мм и закономерное нарастание отражательной способности витринита вниз по разрезу позволяет уверенно отнести угли пластов 89, 88–87 и 85 к марке ГЖО (газовый жирный отощённый), группе 2ГЖО (второй газовый жирный отощённый), подгруппы 2ГЖОВ (второй газовый жирный отощённый витринитовый).

Угольные пласты 86 и 81н.п. с выходом летучих веществ 36,2–38,6% и толщиной пластического слоя 17 мм относятся к марке ГЖ (газовый жирный), группы 2ГЖ (второй газовый жирный). К этой же марке условно отнесены угли

пластов 84 и 82.

Пласты 81в.п. и 80 в соответствии с ГОСТом относятся к марке Ж (жирный). Пласт 81в.п. соответствует группе 1Ж (первый жирный), пласт 80 – группе 2Ж (второй жирный).

Марочную принадлежность углей замковой части Нарыкской антиклинали на Жерновском поисковом профиле можно приблизительно оценить по толщине пластического слоя.

Толщина пластического слоя по пробам из угольных пластов, вскрытых на Жерновском поисковом профиле, колеблется от 0 до 12 мм на южном крыле и 0 – 8 мм на северном.

Для южного крыла Нарыкской антиклинали марочный состав углей будет более разнообразным от длиннопламенных до газовых. Для вскрытой части разреза северного крыла Нарыкской антиклинали, где по пробам толщина пластического слоя не превышает 8 мм, изменение марочного состава углей будет незначительным от длиннопламенных до длиннопламенных газовых. К марке Д отнесены угли пластов, у которых величина «У» изменятся от 0 до 5 мм. К этой марке следует отнести пласты 103, 102, 101 и 100 обоих крыльев антиклинали, а также пласты угля от 99 до 96 северного крыла.

К марке ДГ можно отнести угли, которые характеризуются толщиной пластического слоя 6 – 9 мм. В южном крыле антиклинали к марке ДГ относятся угли пластов от 99 до 90, а в северном крыле данной марке относятся угли пластов 91, 90 и 89.

К марке Г отнесены угли пластов с толщиной пластического слоя более 10 мм. Это пласты от 89 до 80 южного крыла антиклинали.

Так как отражательная способность витринита увеличивается со стратиграфической глубиной и глубиной современного залегания, то для нижележащих пластов грамотеинской свиты можно предположить изменение марочного состава углей от газовых (Г) до газовых жирных (ГЖ).

Изменение марочного состава углей происходит практически параллельно с изменением степени их метаморфизма и подчинено одной и той

же имеющейся в районе закономерности – нарастанию в направлении юго-запада на северо-восток. В этом направлении по всем пластам наблюдается уменьшение выхода летучих веществ, увеличение толщины пластического слоя и теплоты сгорания углей.

3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Большинство угольных пластов характеризуется значительной протяженностью. Площади их распространения охватывают обычно территорию одного или нескольких геолого-промышленных районов и измеряются сотнями и тысячами км². Изменения толщин угольных пластов обычно происходят постепенно, но в отдельных пластах региональные изменения осложнены локальными вклиниваниями, пережимами, раздувами, размывами, явлениями древнего выгорания и т.п. Основным объектом исследования являются угли Грамотеинской свиты. Толщина свиты 350-400м. Свита содержит 18-20 угольных пластов, из них 10-12 толщиной более 1м. Суммарная толщина пластов свиты достигает 39-43м. Для Грамотеинской свиты характерно наличие в разрезе мощных угольных пластов с индивидуальной толщиной до 5,4 -7,5м. Угли витринитовые, группа метаморфизма Г, ГЖ. Грамотеинская свита в пределах Нарыкско-Осташкинской площади является наиболее перспективной для подготовки к промышленной добыче метана из угольных пластов.

Из ранее проведенных работ были взяты геофизические данные из скважин СН-3; СН-11. Были проведены следующие методы ГИС:

- Гамма-гамма каротаж плотностной (ггк-п);
- Боковой каротаж (бкз);
- Кавернометрия;
- Гамма-каротаж (гк);

- Акустический каротаж(ак);
- Инклинометрия;
- Газовый каротаж.

Угольный коллектор пласт отличается низкими значениями ГК - от 1 до 8 мР/ч, ГГК-П - $1,4\text{г/см}^3$, и высокими значениями БКС - от 200 до 375 Омм, АК - от 330 до 430мкс/м. Так же можно проследить увеличение диаметра скважины в пределах пласта коллектора. По газовому каротажу прослеживается увеличение газа в жидкости бурения.

Аргиллиты отличается высокими значениями ГК - от 37 до 45 мР/ч, ГГК-П - $2,6\text{г/см}^3$, и низкими значениями БКС - от 20 до 40 Омм, АК - от 220 до 240мкс/м.

Алевриты ГК от 6,5 до 7 мР/ч, ГГК-П от 2,5 до $2,6\text{ г/см}^3$, по Акустическому каротажу 195-240 мкс/м. По боковому каротажу БКС кажущееся сопротивление от 30 до 110 Омм. Показания алевритов и аргиллитов по кавернометрии соответствуют номинальному диаметру скважины.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

Геологические задачи:

- Литологическое расчленение разреза;
- Уточнение границ пластов, коллекторов (угольных пластов);
- Выделение интервалов потенциальной газоносности,

4.2 Обоснование объекта исследований

Наиболее перспективным для промышленной добычи газа (метана) являются угольные пласты Грамотеинской свиты.

Как видно на структурной карте бурение проектной скважины планируется в зоне распространения Грамотеинской свиты. Проектная скважина располагается в не изученном бурением северной части лицензионного участка для подтверждения наличия промышленных запасов газа.

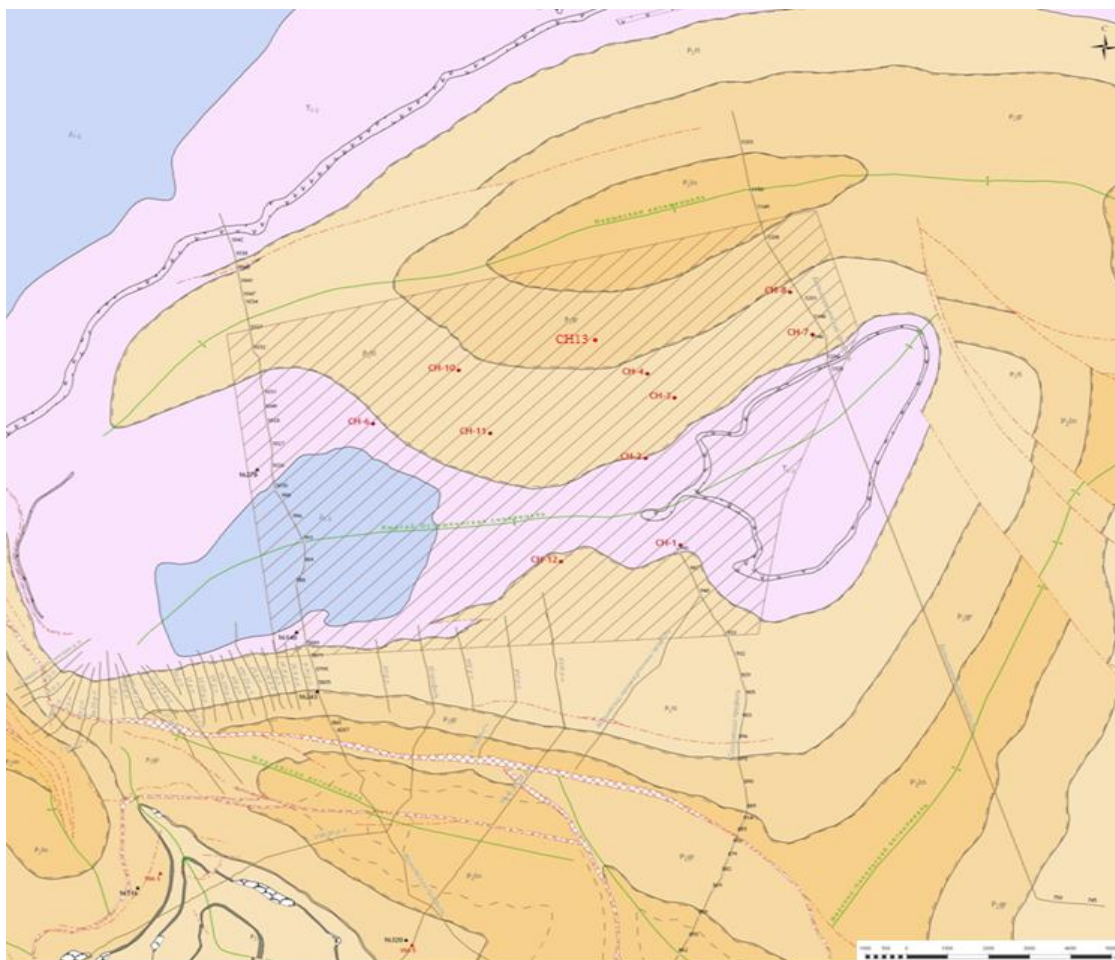


Рисунок 6. Проектная скважина СН13

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.

Строение Нарыкско-Осташкинской площади определяется её расположением в Центральной части Кузнецкого бассейна на границе с Присалаирской зоной линейной складчатости. Нарыкская антиклиналь — крупная брахиформная структура, ориентирована параллельно Кыргай-Осташкинской синклинали, имеет субширотную ориентировку осевой поверхности расположенная в северо-восточной части Ерунаковского района.

Антиклиналь имеет длину 35 км и ширину 10 км, амплитуда по кровле Ерунаковской подсерии составляет более 1500 м. Простираение длинной оси складки – субширотное.

Сложена в основном из глин, аргиллитов, алевролитов, углей.

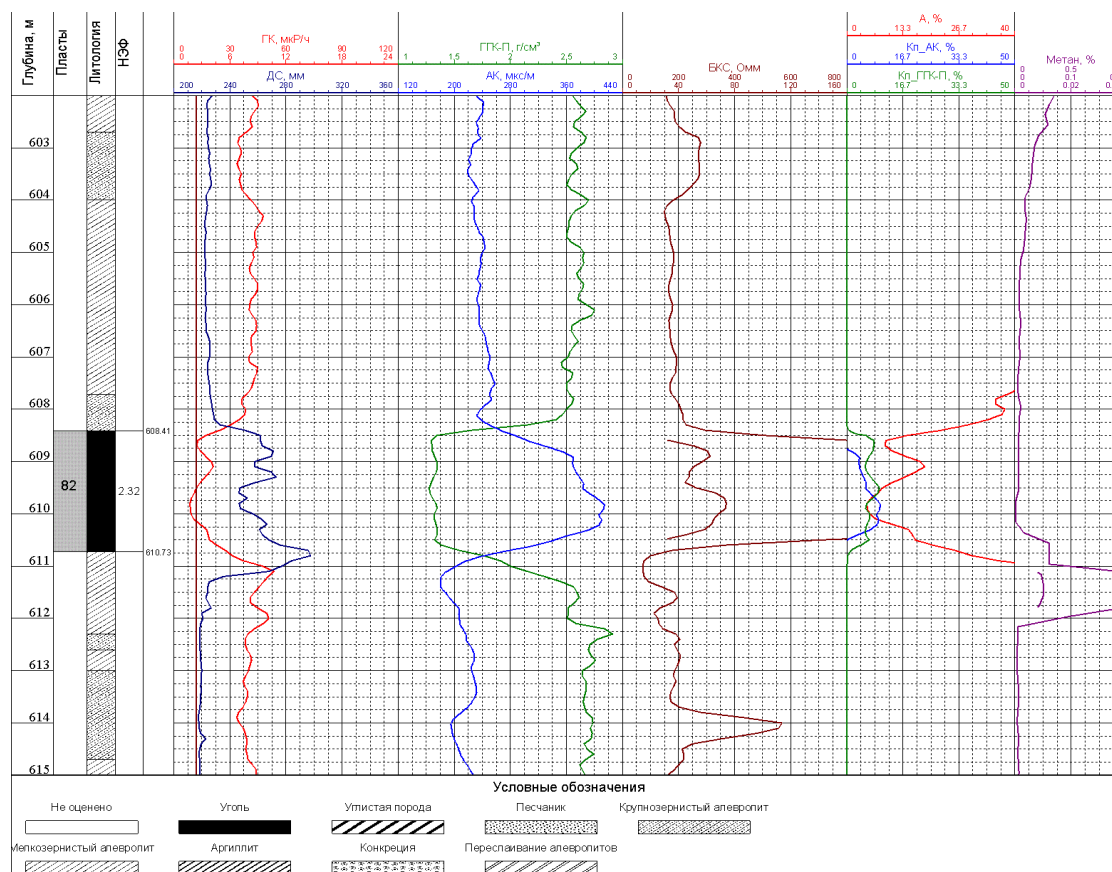


Рисунок 7 – Физико-геологическая модель

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Геофизические исследования проводились рациональным комплексом методов, включающим в себя электрокаротаж БКЗ, радиоактивный каротаж ГК, ГГКП, кавернометрию, акустический каротаж, инклинометрию, спектральный газовый каротаж. Все измерения будут проводиться в масштабе 1:200м.

Рациональные комплексы ГИС для метано-угольных скважин. Методы геолого-промысловые характеристики;

Гамма-каротаж – литологическое расчленение, местоположение и

толщина угольного пласта, выделение плотных и проницаемых пород.

Гамма-гамма плотностной каротаж – тип, зольность и плотность угольного пласта, геосейсмическое моделирование.

Боковой каротаж – боковое каротажное зондирование (БК), резистивиметрия, флюидонасыщение, оценка пористости и проницаемости пласта, определение сопротивления пластовой жидкости.

Акустический каротаж – контроль качества цементирования, геосейсмическое моделирование.

Кавернометрия – механический (истинный) диаметр скважины, состояние ствола скважины.

Инклинометрия – измеряет азимутный, зенитный угол скважины в пространстве.

Газовая спектрометрия – измеряет содержание газа в буровом растворе, определяет качественный состав газовой смеси.

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проведения ГИС

Выбор методики и аппаратуры основывается на геофизической изученности по результатам ранее проведенных геофизических исследований и поставленных задач данного проекта.

Боковое каротажное зондирование будет выполняться зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М1.0N, А8.0М1.0N, А0.5М6.0N. Запись бокового каротажа будет проводиться в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см.

Прибор «ЭК-Т-73-120/80» обеспечит измерения кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород (БКЗ), удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, кажущейся электрической проводимости горных пород

Гамма-каротаж проводится в масштабе 1:200 по открытому стволу скважины. Для исследования применяется прибор "ГК–73П1". Для регистрации кривых используется источник Pu+Be мощностью – н/сек. Постоянная времени в большинстве скважин составляет 6 секунд. Масштабы регистрации кривых для ГК – 0.5, 0.75, 1.0 мкР/ч на 1 см. Скорость регистрации кривых ГК составляет 360-400 м/час.

Гамма-гамма плотностной каротаж

Проводится в масштабе 1:200 по открытому стволу скважины. Для исследования применяется прибор "СГП–2". Для регистрации кривых используется источник Cs. Постоянная времени в большинстве скважин составляет 6 секунд. Скорость регистрации кривых ГГ-п составляет 360-400 м/час.

Акустический каротаж

Проводится в масштабе 1:200. Для исследования применяется прибор "АК–73ПМ". Скорость записи 360-1000м/ч.

Кавернометрия

Проводится по открытому стволу скважины в масштабе 1:200. Масштаб записи кривых 2 см/см. Скорость регистрации кривых 360-400 м/час. Исследования выполняется прибором "Кедр–80 СКПД".

Инклинометрия

Инклинометр ИОН–1 позволит непрерывно измерять азимут и зенитный угол скважины, а также угла поворота инклинометра. Определение координат скважины в пространстве позволит контролировать бурение в заданном направлении.

5.2 Применяемая аппаратура и оборудование.

Гамма каротаж

Гамма-каротаж (ГК) — один из комплексов методов исследований скважин радиоактивными методами. Основан на измерении естественной

радиоактивности горных пород, обусловленной, в основном, изотопами уранового $^{238}\text{U} - ^{214}\text{Bi}$ (RaC), ториевого $^{232}\text{Th} - ^{228}\text{Ac}$ и ^{208}Tl рядов, а также изотопом калия (^{40}K). Вертикальная разрешающая способность метода – 80 см, горизонтальная разрешающая способность метода – 40 см.

Таблица 5.2.1 – Технические характеристики

Прибор ГК–73П1	
Длина, м	2,5
Диаметр, мм	73
Масса, кг	65
Максимальная рабочая температура, °C	120
Максимальное рабочее давление, МПа	80
Максимальная скорость записи, м/ч в интервале М 1:500 (общих исследований)	550
в интервале М 1:200 (детальных исследований)	350
Диаметр исследуемых скважин, мм	от 110 до 350
Положение в скважине	свободное
Комбинируемость	транзитный
Тип детектора	NaI(Tl)
Диапазон измерения гамма–излучения:	0 – 250 мкР/ч;

Принципиальная конструкция модуля гамма каротажа

Скважинный прибор содержит электронный блок, телесистему и сцинтилляционный детектор гамма-излучения с фотоэлектронным умножителем. Сцинтилляционный детектор (счетчик) включает в себя собственно сцинтиллятор, в качестве которого используется кристалл NaJ (или CsJ) активированный кадмием, и фотоэлектронный умножитель (ФЭУ). Последний состоит из стеклянной колбы с расположенными в ней фотокатодом, к которой приложена разность потенциалов U порядка 1500 В.

Гамма гамма каротаж плотностной.

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П) позволяет исследовать необсаженные скважины, пробуренные на нефть или газ и заполненных любым буровым раствором с целью:

- определения объемной плотности горных пород;
- литологического расчленения разреза;
- определения коэффициента пористости.

Глубинность гамма-гамма плотностного каротажа в среднем составляет 100-150 мм, уменьшаясь с увеличением плотности окружающей породы.

Таблица 5.2.2 –Технические характеристики прибора гамма-гамма плотностного каротажа СГП-2

Прибор СГП-2	
Мощность источника:	100 мГэквRa
Диапазон измерения плотности:	1,7-3,0г/см ³
Скорость каротажа:	250 м/ч
Диаметр прибора:	100 мм
Диаметр скважины:	160-320 мм
Давление:	140 атм
Температура:	120 °С
Длина:	3000 мм
Масса:	125 кг
Радиоактивный источник:	Cs137

Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) является электрическим каротажем с использованием нескольких однотипных не фокусированных зондов различной длины, обеспечивающих радиальное электрическое зондирование пород. Зонды разного размера, имея неодинаковый радиус исследования, фиксируют величину кажущегося сопротивления, обусловленную различными объемами проводящих сред. Боковой каротаж предназначен для электрических исследований трех электродными и многоэлектродными зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов. Значения кажущихся сопротивлений, измеряемых при боковом каротаже, слабо искажаются влиянием скважины и вмещающих пород. Метод эффективен для изучения разрезов с частым чередованием пластов. Максимальная вертикальная разрешающая способность метода – 50 см. Глубинность исследования составляет 1,5 м.

Таблица 5.2.3– Технические особенности

Прибор ЭК–Т–73– 120/80	исследования в скважинах диаметром не менее 100 мм; диапазон измерения кажущегося сопротивления: 0,2 – 1000 Ом*м; диапазон измерения токовой резистивиметрии: 0,2 – 20 Ом*м; возможность проведения спуско–подъемных операций через буровой инструмент; возможность работы в составе модульной сборки.
------------------------------	--

Стандартная технология БКЗ предусматривает регистрацию показаний пяти последовательных градиент-зондов:

A0.4M0.1N;

A1M0.1N;

A2M0.5N;

A4M0.1N;

A8M1N.

Одного обращенного градиент-зонда – N0.5M2A. Одного потенциал-зонда: A0.5M6N. Токовой резистивиметрии – РС.

Таблица 5.2.4 – Технические характеристики

Прибор ЭК–Т–73–120/80	
Длина, м	19.85
Диаметр, мм	76
Масса, кг	110
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, МПа	80
Максимальная скорость записи, м/ч в интервале М 1:200 (детальных исследований)	1800
Диаметр исследуемых скважин, мм	от 110 до 350
Положение в скважине	свободное

Комбинируемость	транзитный
Диапазон измерения, Ом*м	
Зонд А0.4М0.1N	0,2 – 200
Зонд А1М0.1N	0,2 – 400
Зонд А2М0.5N	0,2 – 1000
Зонд А4М0.5N	0,2 – 5000
Зонд А8М1N	0,2 – 5000
Зонд N0.5M2A	0,2 – 1000
Зонд N6M0.5A	0,2 – 200
Зонд БК–3	0,2 – 20000
Резистивиметр	0,05 – 5
Относительная погрешность измерения, %	$5+20/\rho_k$

Акустический каротаж (АК)

Акустический каротаж предназначен для регистрации полного волнового сигнала, фазо-корреляционной диаграммы, получения кинематических и динамических параметров продольных, поперечных и Лэмба-Стоунли волн. Измерение кинематических параметров головных упругих волн производится по компенсационной схеме, исключающей влияние скважины. В отличие от обычного акустического каротажа, волновой акустический каротаж – это метод, оперирующий с параметрами не только продольной волны, но и других упругих волн, распространяющихся в скважине. К этим волнам, прежде всего, относится поперечная волна, в которой колебания среды, окружающей скважину, происходят перпендикулярно направлению распространения волны – так называемые колебания сдвига. Вертикальная разрешающая способность метода – 40 см, горизонтальная разрешающая способность метода – 40 см.

Таблица 5.2.5 – Технические особенности

Прибор АК– 73ПМ	- исследования в скважинах диаметром от 100 до 360 мм; - формула измерительного зонда: $\Pi_2 0.4 \Pi_1 1.0 \Pi_1 0.4 \Pi_2$ или $\Pi_2 0.4 \Pi_1 3.0 \Pi_3$;
-----------------------	--

	• спектр излучаемых частот на уровне 0.5: 15–30 кГц для И₁, И₂ и 6 – 22 кГц для И₃; • возможно проведение спуско–подъемных операций через буровой инструмент; • возможность работы в составе модульной сборки.
--	---

Таблица 5.2.6 – Технические характеристики прибора АК–73ПМ

Прибор АК–73ПМ	
Длина, м	4,9
Диаметр, мм	73
Масса, кг	80
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, МПа	80
Максимальная скорость записи, м/ч в интервале М 1:200 (детальных исследований)	1400
Диаметр исследуемых скважин, мм	600
открытый ствол	от 100 до 360
закрытый ствол	от 146 до 245
Положение в скважине	центрируется
Комбинируемость	концевой/ транзитный
Тип излучателя	магнитострикционный
Тип приемника	пьезокерамический
Формула измерительного зонда	П ₂ 0.4П ₁ 1.0И ₁ 0.4И ₂ / П ₂ 0.4П ₁ 3.0И ₃

Принципиальная конструкция модуля АК–73ПМ

Измерительный зонд содержит два излучателя И1, И2 и два приёмника П1, П2 упругих колебаний, разделённых акустическими изоляторами и размещённых на противоположных концах зонда. Пары излучателей и приёмников образуют две измерительные базы со встречными системами наблюдения – компенсированный зонд.

Кавернометрия

Кавернометрия предназначена для контроля технического состояния ствола скважины. Получаемые данные позволяют судить о форме сечения скважины, выявлять в ней наличие каверн, желобов, уступов и других

аномальных отклонений от номинального диаметра. Контроль технического состояния ствола скважины основан на использовании скважинного каверномера-профилемера Кедр-80 СКПД.

Таблица 5.2.7–Технические характеристики приборов Кедр-80 СКПД

Кедр-80 СКПД	
Рс — расстояние от центра прибора до стенки скважины:	40...380 мм
Максимальная температура	120°С
Максимальное давление	100 МПа
Скорость каротажа	до 3000 м/ч
Длина	3400 мм
Диаметр	80 мм
Масса	75кг

Инклинометрия

Инклинометр ИОН–1 позволит непрерывно измерять азимут и зенитный угол скважины, а также угла поворота инклинометра. Определение координат скважины в пространстве позволит контролировать бурение в заданном направлении. Особенностью инклинометра является отсутствие подвижных частей, что обеспечивает высокую надежность прибора в эксплуатации. Скважинный прибор состоит из 3-х датчиков угла наклона, расположенных в трех взаимно-перпендикулярных плоскостях, жестко связанных с корпусом прибора, и трехкомпонентного магнитометра, использование жидкостного измерителя углов, не имеющего ограничения по диапазону измеряемых углов, позволяет расширить пределы измерения зенитного угла от 0 до 180°С, что немаловажно для горизонтальных скважин, феррозонды жестко закреплены на приборе. Передача информации и подача питания на каротажный прибор производится по одножильному каротажному кабелю. В забойном приборе передача информации осуществляется по электрическому беспроводному каналу связи, питание от турбогенератора в скважине. В качестве датчиков угла наклона используются ёмкостные жидкостные бесконтактные датчики углов. Погрешность такого датчика одинакова в пределах угла наклона от 0 до 360°С,

т. е. не имеет зон нечувствительности, свойственных всем приборам, использующим поплавковые конструкции со смещенным центром тяжести.

Наземный прибор, в состав которого входит ПЭВМ, принимает информацию со скважинного прибора, и путем расчетов определяет зенитный угол и азимут – угол между апсидальной плоскостью и магнитным меридианом. Эти углы вместе с данными о глубине скважины выводятся для оперативного контроля на дисплей и обновляются по мере измерения глубины.

Кроме того, вся информация записывается на магнитные носители, и по ней могут быть построены проекции скважины.

Таблица 5.2.8–Технические характеристика инклинометра ИОН–1

ИОН–1	
Диапазон измерения зенитного угла	0 - 180°
Погрешность измерения глубины	±0,1м
Диапазон измерения азимутального угла	0 - 360°
Максимальная скорость передвижения инклинометра в скважине при указанных погрешностях	1000 м/ч
Погрешность измерения зенитного угла	±0,25 угл.°
Максимальное давление	60 МПа
Максимальная температура среды	120°С
Погрешность измерения азимута в диапазоне зенитных углов	от 2 до 178 угл.° ±1,5
Габариты скважинного прибора	диам.73•2690 мм
Масса	25кг

Геофизические исследования в скважинах будут проводиться по общепринятой схеме (рис. 8).

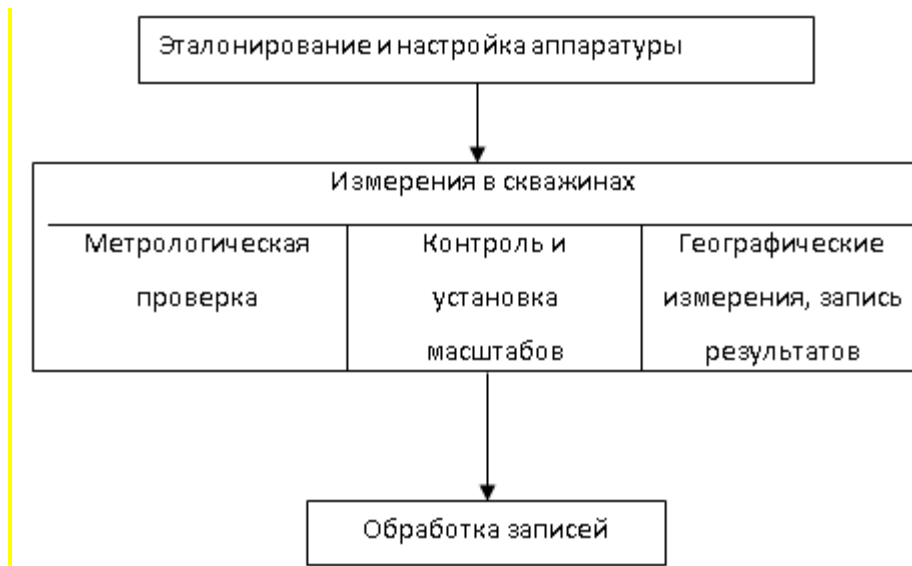


Рисунок 8 – Схема проведения работ

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

Регистрация ГИС будет проводиться с помощью станции КЕДР–02. Станция обеспечивает прием, обработку информационных сигналов, поступающих от скважинной аппаратуры. Она комплектуется импульсным датчиком глубины «Кедр ДГИ–1», датчиком магнитных меток глубины «Кедр–ДММГ» и выносным блоком индикации глубины «БГ» [10].

В комплекте со станцией КЕДР–02 поставляется программа регистрации геофизических данных «Геофизика» .

5.3 Интерпретация геофизических данных

Обработка, интерпретация геофизической информации, а также определение фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения будет проводиться с использованием рассчитанных для данного месторождения петрофизических зависимостей.

Выделение коллекторов будет производиться по комплексу качественных и количественных признаков. Качественные признаки при выделении угольных коллекторов обусловлены выкрашиванием стенок скважины в виду высокой хрупкости углей, вследствие чего происходит расширение диаметра, а также образуется радиальный градиент кажущихся сопротивлений, измеряемый зондами с разной глубиной исследований – БКЗ. К количественным признакам относится, низкая естественная радиоактивность углей, увеличение интервального времени прохождения акустической волны.

К факторам, затрудняющим интерпретацию, можно отнести наличие эффекта экранирования выше и ниже лежащими пластами, переслаивание глинистых, плотных и проницаемых прослоев.

Двойной разностный параметр по ГК определяется по формуле:

$J_{гк} = (J_{гк} - J_{гк \text{ мин}}) / (J_{гк \text{ макс}} - J_{гк \text{ мин}})$, где $J_{гк}$ – показания по ГК против изучаемого пласта; $J_{гк \text{ мин}}$ – минимальное показание против опорного пласта; $J_{гк \text{ макс}}$ – максимальное показание против опорного пласта.

Определение пористости по АК будет проводиться по следующей схеме:

1) Снимаются значения интервального времени ($\tau_{иi}$) для пластов, в пределах интервалов коллекторов выделенных по данным других методов. Значения снимаются против центра выделенного пласта.

2) Рассчитывается коэффициент пористости для каждого из выделенных пропластков относящихся к пластам коллекторам по формуле: $K_{пi} = \frac{\tau_{иi} - \tau_{ТВ}}{\tau_{ж} - \tau_{ТВ}}$

где $\tau_{ТВ}$ – интервальное время в твердой фазе; $\tau_{ж}$ – интервальное

значение в жидкой фазе.

6 СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ. ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ

Газовый каротаж применяется для выделения перспективных на газ частей в разрезе скважины и прогноза характера их насыщения. Также применяется в интервалах притока пластового флюида в скважину или поглощения фильтрата промывочной жидкости в пласт для предотвращения аварийных ситуаций и измерения параметров режима бурения.

При бурении скважин на уголь, используется для определения содержания метана в единице горючей массы.

При газовом каротаже изучаются суммарный объем и состав углеводородных газов, попадающих в промывочную жидкость в процессе бурения пластов и перемещаемых потоком от забоя к устью скважины.

6.1 История возникновения

Впервые данные по исследованию газовых скважин были напечатаны в 1920–х годах. В 1925 году Баннет и Пирс опубликовали разработанный ими метод исследования газовой скважины. При фонтанировании скважины в атмосферу устанавливалась зависимость расхода газа от давления на ее устье и на забое. Но данный метод не учитывал все правила техники безопасности и приводил к существенным потерям газа.

В 1929 году был описан метод противодавлений, который был принят в качестве официального метода исследований газовых скважин. В 1935 году Роулинсом и Шелхардтом были опубликованы результаты фундаментальных исследований газовых скважин. По этим результатам был сформирован метод, которым пользуются до настоящего времени.

6.2 Цели и задачи геофизических исследований газовых скважин

Исследования скважин проводят с целью получения исходных данных для определения запасов газа, проектирования разработки месторождения, установления технологического режима работы скважины, обеспечивающего ее эксплуатацию при оптимальных условиях, контроля за разработкой и эксплуатацией месторождения.

Геофизические методы исследования скважин (каротаж) – это методы геологической и технической документации проходки скважин, которые основаны на изучении в них разных геофизических полей. Особенно широкое применение каротаж получил при изучении газовых и нефтяных скважин в процессе их бурения и эксплуатации.

Основными задачами газового каротажа при исследовании поисковых и разведочных скважин являются:

- 1) выделение перспективных пластов-коллекторов в разрезе бурящейся скважины;
- 2) оценка характера насыщения пластов;
- 3) выявление аномально высоких давлений в поровом пространстве;
- 4) заблаговременное распознавание возможности внезапного выброса пластового флюида и ее предупреждение.

Относительный состав газа является важнейшим параметром для решения второй и третьей приведенных задач.

Газовый каротаж изучает состав и содержание углеводородов в газе и битумов в промывочной жидкости и основные параметры, которые характеризуют режим бурения. В пластах поровое пространство в основном заполнено смесью воды и углеводородами, большая часть которых пребывает в газообразном состоянии.

Газовый каротаж применяется в процессе бурения и после бурения.

Газовый каротаж после бурения может проводиться только после возобновления циркуляции промывочной жидкости при простое скважины.

Насыщенность пластов при этом определяется по содержанию в глинистом растворе углеводородных газов, которые поступают из пласта в скважину при их диффузии и фильтрации. Процесс диффузии присутствует в том случае, если давление столба промывочной жидкости превышает давление пластовых вод. В таком случае до того, как попасть в скважину, фронт диффузии проходит через зону проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт и глинистую корку.

По мере увеличения перепада концентраций и растворимости газов в воде и нефти, возрастает интенсивность диффузионного потока. Вязкость и плотность промывочной жидкости существенного влияния не оказывают на диффузионное поступление газа из пласта в глинистый раствор.

При газовом каротаже после бурения проводится непрерывная регистрация газосодержания струи промывочной жидкости в течение времени, достаточного для выхода двукратного объема этой жидкости с исследуемой глубины до земной поверхности. После бурения изучение суммарного содержания углеводородных газов ($\Gamma_{\text{сум}}$) производят как в глинистом растворе, заполняющем затрубное пространство, так и находящемся внутри буровых труб. Газовая аномалия на кривой $\Gamma_{\text{сум}}$, соответствующая измерению внутри труб, повторяет (в перевернутом виде) конфигурацию той же аномалии на кривой, полученной в затрубном пространстве, она размещена ниже ее по глубине и характеризуется меньшими показаниями.

При газовом каротаже в процессе бурения газ из пор пород поступает в циркулирующую по стволу скважины промывочную жидкость (глинистый раствор) и выносится на поверхность, где подвергается анализу на содержание газообразных углеводородов. Одновременно исследуют технологию (режим) бурения скважины, включая его продолжительность (механический каротаж).

Важным аспектом газового каротажа является привязка результатов анализов к глубине поступления газообразных углеводородов из пласта в скважину. Результаты должны быть привязаны к глубине скважины, на которой данный буровой раствор находился в забое. При этом необходимо учитывать

время за которое промывочная жидкость проходит по затрубному пространству от забоя скважины до устья. А также время перемещения от дегазатора к газоанализатору газовой смеси, что легко определяется. Сложность состоит в вычислении времени прохода промывочной жидкости от забоя к устью скважины. Это время называется отставанием и постоянно меняется в процессе бурения, зависимо от множества факторов, таких как: глубина и конструкция скважины, производительность и число работающих насосов и т. п. Значение отставания можно определить по углублению скважины за время подъема глинистого раствора от ее забоя до устья.

6.3 Газокаротажная станция

Газовый каротаж проводят при помощи автоматической газокаротажной станции (АГКС), смонтированной на автомобиле или двухосном прицепе. Газокаротажная станция устанавливается на буровой на все время бурения того интервала скважины, в котором предстоит проведение газового каротажа. Она позволяет проводить газовый каротаж в процессе и после бурения без специальных для этого простоев скважины.

Автоматическая газокаротажная станция рассчитана на измерение и автоматическую регистрацию в аналоговой форме в масштабе глубин 1: 500 и 1: 200 в цифровом форме для непосредственного ввода в ЭВМ параметров, характеризующих газо и нефтегазосодержание пластов (суммарные газопоказания $G_{\text{сум}}$) в основном и затрубленном масштабах, приведенные газопоказания $G_{\text{пр}}$, компонентный газовый анализ, записанные дискретно с постоянным шагом квантования по глубинам H_k в функции истинных глубин, а также параметров, определяющих технологию бурения (продолжительность бурения 1 м скважины, расход глинистого раствора на «выходе» скважины, коэффициент разбавления E_p), регистрируемых дискретно с переменным шагом квантования по глубинам.

Наличие в АГКС специального запоминающего устройства, задерживающего

сигналы с действующих глубин на переменный интервал времени, обеспечивает автоматическое определение параметров $\Gamma_{\text{сум}}$ и $\Gamma_{\text{пр}}$ и повышает точность их привязки к истинным глубинам. Расширение комплекса газокаротажных параметров на современных АГКС с одновременной регистрацией этих параметров в аналоговой и цифровой формах без специальных простоев скважины, привело к созданию системы комплексной интерпретации результатов геофизических и геохимических исследований скважин. Этим созданы предпосылки для существенного повышения геологической эффективности комплекса исследований нефтяных и газовых скважин.

6.3 Особенности интерпретации данных газового каротажа

Первичная интерпретация выделяет аномальные интервалы по кривым $\Gamma_{\text{сум}}$. Рассчитывается среднее значение $\Delta_{\text{пр}}$ в пределах выделенной аномалии – Ср для оценки привязки аномалии к какому-либо типу залежи и сравнивается с присущими для продуктивных пластов ранее пробуренных скважин значениями $\Gamma_{\text{пр}}$ на соответствующей глубине. Интервал разреза, к которому приурочена газовая аномалия, является перспективным при положительной оценке ($\Gamma_{\text{пр}} > \text{Ср} > \Gamma_{\text{пр}}$) и может быть рекомендован для геофизических и детальных промысловых исследований.

Для определенных точек газовой аномалии $\Gamma_{\text{пр}}$ находят компонентный состав и считают средние значения для выделенного интервала. Вычисленные средние значения переносят на эталонные палеточные кривые, которые были получены для определенного района, и оценивают характер насыщения пласта. Характер насыщения исследуемого пласта оценивается при совпадении найденных точек с одним из палеточных графиков. Также качественно разделить пласты возможно по количеству содержания тяжелых углеводородов в нефтенасыщенных пластах и метана в газоносных пластах. Но в ряде случаев

данный метод приводит к неоднозначным результатам. Очень сложно различить продуктивные пласты от водоносных с остаточной нефтью или растворимым газом.

Окончательная интерпретация данных газового каротажа сводится к следующему. Рассчитывают исправленные суммарные газопоказания $G_{\text{сум}}$ с учетом фоновых значений.

В аномальном интервале кривой $G_{\text{пр}}$ для каждой точки находят значения. Для этого рассчитываются интервалы, которые в последующем наносятся на бланк эталонной номограммы, при этом оценивается компонентная характеристика пласта.

Наиболее надежно определить насыщенность пластов можно по остаточному газосодержанию или нефтегазосодержанию. Но из-за фильтрации, которая опережает долото, глинистого раствора в пласт, значения оказываются меньше, чем истинное нефтегазосодержание. Значения, снятые для водоносных пластов, намного меньше, чем значения, которые были сняты в таких же продуктивных пластах. Этот фактор разделяет продуктивные и водоносные пласты по значениям нефти и газосодержания. Параметры считают по уточненным величинам $G_{\text{пр}}$. Вычисляются приведенные газопоказания $G_{\text{пр}}$ и средний коэффициент разбавления $E_{\text{ср}}$ (в $\text{м}^3/\text{м}^3$) для данного интервала.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Климентьеву Сергею Владимировичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	геофизики
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Данные о стоимости материально-технических ресурсов взяты из справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ПОСН 81-2-49
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Обычная

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет стоимости проведения комплекса геофизических методов исследования скважин с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов на Нарыкско-Осташкинском месторождении (Кемеровской обл.)
---	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Отсутствуют

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	Климентьев Сергей Владимирович		

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины.

Комплекс работ ГИС формируется исходя из поставленных геологических задач (литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, оценка ФЕС пластов-коллекторов) и выполняется геофизической партией. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объемы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

Затраты на проектный комплекс определяются прежде всего материально-технической базой предприятия. Для выполнения геофизических исследований на Нарыкско-Осташкинском месторождении компания АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика» предоставляет передовые технологии, соответствующие современным стандартам. Также на затраты оказывают влияние такие факторы, как вид, объемы выполняемых работ, геолого-географические условия, в которых они будут выполняться, квалификация работников и уровень организации работ.

Виды работ и необходимое оборудование указаны в таблице 7.1.

Таблица 7.1 .1– Виды работ и необходимое оборудование

№	Виды работ	Оборудование	Кол-во, ед.
1	Геофизические исследования в скважине	Подъемник каротажный ПКС-3,5М на базе КАМАЗ-4320-1912-30	1
		Каротажная станция «Кедр-02»	1

		Скважинный прибор ГК–73П1	1
		Скважинный прибор СГП–2	1
		Скважинный прибор ЭК–Т–73–120/80	
		Скважинный прибор АК–73ПМ	1
		Скважинный прибор КЕДР–80 СКПД	1
		Скважинный прибор ИОН–1	1
Обработка данных ГИС			
2	Контрольно-интерпретационные работы	Программное обеспечение «Соната»	1

Проектируемые работы помимо комплекса ГИС определяются также преодолеваемым расстоянием от базы до места исследований грузовым автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным метражом спуско-подъемных операций (СПО) с произведением записи, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, в размере 100% от стоимости полевых работ. Получаем: расстояние от базы до места проведения работ – 5 км; средняя скорость автомобиля – 40 км/ч; СПО – 2850 м.

Таблица 7.1.2 – Виды и объёмы проектируемых работ

№	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервал записи	
			Кровля	Подошва
Каротаж в открытом стволе				
1	ГК, ГГК-П, АК, инклинометрия	1:500	50	600
2	Кавернометрия, БКЗ, ГК, ГГК-П, АК, инклинометрия	1:200	600	1200
Обработка данных ГИС				
3	Контрольно-интерпретационные работы			

По действующим нормам определяется время, необходимое для выполнения планируемого объема работ, рассчитывается трудоемкость работ. Исходя из договорного объема, по установленным нормам времени и расценкам составляется смета.

7.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчёт затрат времени проведен для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на проектируемой скважине (расчёты затрат времени приведён в таблице 7.2.1).

Таблица 7.2.1 – Затраты времени

Виды работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Кавернометрия	м	600	3,7	мин/100м	22,2
БКЗ	м	600	3	мин/100м	18
ГК	м	600	3	мин/100м	18
Инклинометрия	м	600	3	мин/100м	18
ГТК-П	м	600	3,9	мин/100м	23,4
АК	м	600	3	мин/100м	18
СПО	м	4200	5	мин/100м	210
ПЗР	опер	2	120	мин/опер	240
Проезд	км	10	1,9	мин/км	19
Итого:	На запись диаграммы:				117,6
	Всего:				586,6

Геофизические работы на скважине занимают за 9 часа 47 минут.

Расчёт затрат труда проведен для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 7.2.2).

Таблица 7.2.2 – Расчет затрат труда

Виды работ	Объем		Рабочии			ИТР		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49[23]	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
Кавернометрия	м	600	0,22	чел-час/100м	1,32	0,15	чел-час/100м	0,9
БКЗ	м	600	0,18	чел-час/100м	1,08	0,12	чел-час/100м	0,72
ГК	м	600	0,18	чел-час/100м	1,08	0,12	чел-час/100м	0,72
Инклинометрия	м	600	0,18	чел-час/100м	1,08	0,12	чел-час/100м	0,72

ГТК-П	м	600	0,24	чел- час/100м	1,44	0,17	чел- час/100м	1,02
АК	м	600	0,18	чел- час/100м	1,08	0,12	чел- час/100м	0,72
СПО	м	4200	0,3	чел- час/100м	12,6	0,25	чел- час/100м	1,05
ПЗР	опер	2	6,72	чел- час/опер	13,44	4,48	чел- час/опер	8,96
Проезд	км	10	0,114	чел-час/км	1,14	0,07 6	чел- час/км	0,76
На запись диаграмм: чел/час					7,08			4,8
Всего: чел-час					34,26			15,57

Расчёт затрат материалов и оборудования для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин приведён в таблице 7.2.3.

Таблица 7.2.3 – Оборудование, используемое комплексной партией по обслуживанию бурящихся скважин

Оборудование	Ед. изм.	Количество
Подъемник каротажный самоходный ПКС-3.5М	шт	1
Каротажная станция «КЕДР-02»	шт	1
Ноутбук	шт	1
Скважинный прибор ГК-73П1	шт	1
Скважинный прибор СГП-2	шт	1
Скважинный прибор ЭК-Т-73-120/80	шт	1
Скважинный прибор АК-73ПМ	шт	1
Скважинный прибор КЕДР-80 СКПД	шт	1
Скважинный прибор ИОН-1	шт	1

Таблица 16 – Результаты расчетов расхода ГСМ на проезд до места проведения работ и обратно

Наименование	Норма расхода, л/ч	Время работы автомобиля, ч	Расход ГСМ, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Расход ГСМ автомобиля	22,4	4,15	95,2	48	4569,6

7.3 Расчет сметной стоимости проекта

Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5) (таблица. 7.3.1)

Таблица 7.3.1 – Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5)
комплексной геофизической партии

№	Виды работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ, руб	Повышающие коэффициенты		Итого, руб
		Ед. изм	Кол-во				Кэф. удор.	Кэф. норм. услв.	
1	Кавернометрия	м	600	229,1	руб/100м	137,46	3,4	1,3	6075,8
3	БКЗ	м	600	226,0	руб/100м	135,6	3,4	1,3	5993,6
7	ГК	м	600	309,5	руб/100м	227,67	3,4	1,3	10063,0
8	Инклинометрия	м	600	226,0	руб/100м	135,6	3,4	1,3	5993,6
9	ГГК-П	м	600	226,0	руб/100м	135,6	3,4	1,3	5993,6
10	АК	м	600	226,0	руб/100м	135,6	3,4	1,3	5993,6
11	СПО	м	4200	73,4	руб/100м	308,28	3,4	1,3	13626,0
12	ПЗР	опер	2	5733,5	руб/опер	1146,7	3,4	1,3	50684,2
13	Проезд	км	10	154,9	руб/км	154,9	3,4	1,3	6846,6
Итого:									111270,0

Стоимость комплекса ГИС на проектную скважину – 111270,0 рублей. Затраты на расход топлива при использовании каротажных автомашин КАМАЗ-4320-1912-30 составляют 4569,6 руб. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 111270,0 рублей.

Стоимость полевых работ, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 227109,6 рубля.

7.4 Общая стоимость работ по проекту

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет. Итогом сметы является определение сметной стоимости или цены проекта. Эти расчеты оформляются в виде сметных форм.

Основным сметным расчетом является «Общий расчет сметной стоимости геологоразведочных работ», оформленный по форме СМ-1[24].

Таблица 7.4.1 – Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ

№	Наименование работ и затрат	Объем		Итого затрат на объем / руб.
		Ед. изм.	Кол-во	
1	Основные расходы			
	Каротажные работы		1	111270,0
	Расход топлива		1	4569,6
	Контрольно-интерпретационные материалы		1	111270,0
	Итого:			227109,6
2	Накладные расходы	%	15	34066,44
3	Плановые накопления	%	25	56777,4
4	Компенсируемые затраты			
	Производственные командировки	%	0,5	1135,55
	Полевое довольствие	%	3	6813,29
	Доплаты	%	8	18168,77
	Охрана природы	%	5	11355,5
5	Резерв	%	10	11127,0
Итоговая стоимость работ				366553,55
Договорная цена, с учетом НДС (20%)				439864,26

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Климентьеву Сергею Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки». Специальность «Геофизические методы исследования скважин»

Тема ВКР: «Геофизические исследования скважин с целью выделения коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств на Нарыкско-Осташкинском месторождении газа (Кемеровская область)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является скважина СН13 Нарыкско-Осташкинского месторождения газа (Кемеровская область). Проектируемые работы будут производиться с целью получения геолого-геофизической информации. Участок является перспективным в сфере газодобычи.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) 2. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93 3. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».
2. Производственная безопасность: 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности.	2.1. Полевые работы: - Отклонение показаний микроклимата - Превышение уровня шума Камеральные работы: - Отклонение микроклимата в помещении - Недостаточная освещенность рабочей зоны - Отсутствие или недостаток естественного света 2.2. Полевые работы: - Опасность поражения электрическим током - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования Камеральные работы: - Опасность поражения электрическим током
3. Экологическая безопасность.	В процессе проведения геофизических работ в скважине возможно влияние на литосферу, гидросферу и атмосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Как ЧС наиболее вероятная – пожар в вахтовом поселке или каротажной станции.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Климентьев Сергей Владимирович		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Проектируемые геофизические работы будут проводится с целью выделения коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств на Нарыкско-Осташкинском месторождении газа (Кемеровская область). Нарыкско-Осташкинская площадь расположена в юго-восточной части Кузнецкого угольного бассейна и по территориально-административному делению входит в состав Прокопьевского и частично Новокузнецкого района Кемеровской области Российской Федерации. Климат района резко континентальный. Зима начинается в конце октября – начале ноября и продолжается до середины апреля. Среднемесячная температура зимнего периода составляет минус 21,1 °С, при максимальном снижении до минус 45–53 °С. Среднесуточные колебания температуры могут достигать величины 22–24 °С.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Геофизические работы в скважинах должны производиться в соответствии с трудовым кодексом Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило, это мастер участка или главный геолог.

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

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

конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

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

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

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

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $\frac{2}{3}$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника,

надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон.

8.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 8.2.1.

Таблица 8.2.1 – Опасные и вредные факторы при проведении промыслово-геофизических исследований скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	1. ГОСТ 12.1.003–2014 [24] «Шум. Общие требования безопасности». 2. ГОСТ 12.1.029–80 [14] «Средства и методы защиты от шума». 3. ГОСТ 12.1.005–88 [16] «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». 4. ГОСТ 12.1.030–81 [15] «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление». 5. ГОСТ 12.1.038–82 [17] «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». 6. ГОСТ Р 12.1.019–2017 [22] «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты». 7. ГОСТ 12.3.009–76 [18] «Работы погрузочные-разгрузочные. Общие требования безопасности». 8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [19] «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ» 9. СП 60.13330.2012 [20] «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха». Актуализированная редакция СНиП 41-01–2003 10. СанПиН 2.2.4.548–96 [21]
2. Превышение уровня шума	+		
3.Отсутствие или недостаток естественного света		+	
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	

5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	«Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». 11. СП 52.13330.2016 [23] «Естественное и искусственное освещение.» Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. 12. ГН 2.2.5.3532-18 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны" [25]
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		

8.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе

На территории Нарыкско-Осташкинского лицензионного участка планируется вести работы в осенний период, соответственно, необходимо рассмотреть воздействие факторов микроклимата на организм человека в прохладное время года.

Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

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

Исследования в скважине будут проводится в конце сентября 2018 года, температура воздуха составляет от +15 до -10 °С в данной климатической зоне, возможны осадки в виде дождя и снега, а также установление постоянного снежного покрова.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время

нахождение работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИППом, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

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

Превышение уровня шума

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), дизельная электростанция; скважина, открытая на выкидную линию.

Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Особенно частыми профессиональными заболеваниями являются тугоухость, а также разрыв барабанной перепонки. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они совмещены в один прицеп);
- звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы,

беруши, специальные костюмы).

Камеральные работы

Отклонение показаний микроклимата в помещении

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

Особенно большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения, обслуживающий персонал. В каротажной станции установлен 1 компьютер.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (Табл. 8.3.1.).

Таблица 8.3.1 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

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

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

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

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

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

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении.

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

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

8.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Полевые работы

8.5 Опасность поражения электрическим током

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

Основными причинами электро травматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ 12.1.019-2017).

Согласно ГОСТ 12.1.019-2017 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

1. Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

защитные оболочки;

защитные ограждения (временные или стационарные);

безопасное расположение токоведущих частей;

изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);

изоляцию рабочего места;

малое напряжение;

защитное отключение;

предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

8.6 Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут

оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

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

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

8.7 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальником 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. 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.

Камеральные работы

8.8 Опасность поражения электрическим током.

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

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

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

Согласно ПУЭ помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории без повышенной опасности. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и

температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

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

Основные меры защиты:

защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты);

защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативных документов (ГОСТ 12.1.030-81 [15], ГОСТ 12.1.019-2017 [22], ГОСТ 12.1.038-82 [17]).

8.9 Экологическая безопасность

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

Влияние на литосферу

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в:

1. Загрязнение ГСМ (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Загрязнение происходит непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как лубрикаторное оборудование не обеспечивает полную герметичность работающей скважины, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость

При проведении технического этапа рекультивации земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Должны быть выполнены следующие основные работы:

Грубая и чистовая планировка поверхности отвалов, засыпка нагорных, водоподводящих, водоотводных каналов; выполаживание или террасирование откосов; засыпка и планировка шахтных провалов;

Освобождение рекультивируемой поверхности от крупногабаритных обломков пород, производственных конструкций и строительного мусора с последующим их захоронением или организованным складированием;

Создание и улучшение структуры рекультивационного слоя, мелиорация токсичных пород и загрязненных почв, если невозможна их засыпка слоем потенциально плодородных пород;

Создание, при необходимости, экранирующего слоя;

Противоэрозионная организация территории.

Влияние на гидросферу

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке (тундра), что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

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

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от

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

По ГН 2.2.5.3532–18 [25] 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.

8.10 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На данном участке в осенний период времени года, где предполагается провести геофизические работы по исследованию скважины Нарыкско-Осташкинского месторождения газа (Кемеровская область) может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

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

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-

технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков.

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

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

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.

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

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

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом

воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования:

- наличие инструкций о мерах пожарной безопасности;
- наличие схем эвакуации людей в случае пожара;
- средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

Условие проведения работ по проекту исключает ГНВП (газонефтеводопроявление).

Выводы

Производственный процесс геофизических работ на Нарыкско-Осташкинском месторождении газа (Кемеровская область) связанный с проведением проектных промыслово-геофизических исследований должен осуществляться и контролироваться согласно утвержденным нормативным и руководящим документам. Выполнение работ в соответствии с установленными правилами позволяет минимизировать определенные риски. Например, обязательное использование в процессе профессиональной деятельности средств индивидуальной защиты позволяет предотвратить наступление необратимых последствий, связанных с травматизмом.

В процессе выполнения профессиональных обязанностей возникает риск влияния негативных производственных факторов, последствия которых могут принимать оборот вплоть до летального исхода. В этом случае необходимо руководствоваться утвержденными госстандартами, исходя из специфики условий выполнения работ. Соблюдение требований инстанциями разных уровней позволит эффективно предотвратить возможность наступления последствий отрицательного характера.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе спроектировано, рациональные комплексы ГИС в метано-угольных скважин для решений геологических задач использовали методы:

основной гамма-каротаж;

гамма-гамма плотностной каротаж;

боковой каротаж;

газовый каротаж;

акустический каротаж.

Для решения технических задач:

кавернометрия;

инклинометрия.

Комплексное применение геофизических методов является эффективным способом для получения достоверной информации при решении поставленных геологических задач.

Список используемой литературы

1. Кузнецкий бассейн – крупнейшая сырьевая база промышленной добычи метана из угольных пластов. Карасевич А.М., Хрюкин В.Т., Зимаков Б.М. М., «АГН», 2001 г.
2. Угольная база России. Т. II. Под ред. В.Ф. Череповского. М.: ООО «Геоинформцентр», 2003 г.
3. Обзорная карта угольных бассейнов и месторождений СССР (с указанием марочного состава углей). Прил. к кн. «Геология месторождений угля и горючих сланцев», т. 12. Под ред. А.В. Тыжнова, И.И. Молчанова. 1976.
4. Наука и техника в газовой промышленности – № 3/2009
5. ГОСТ 25543–88 Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам.
6. ГОСТ 10742–71 Угли бурые, каменные, антрацит, горючие сланцы и угольные брикеты. Методы отбора и подготовки проб для лабораторных испытаний.
7. "Геологическое изучение Кузбасского района" 1883 г. Д. Б. Богданова.
8. "Геологическое описание береговых разрезов реки Томь" Державин А. Н. 1893 г.
9. "Десятиверстная геологическая съемка по реке Томь от деревни Ерунаково до Бабьего Камня" Поленов Б. К. 1897 г.
10. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
11. "Геологическая съемка листа N–45–XVI масштаба 1:200000" Н. В. Неутриевской 1958 г.
12. "Геологическая съемка масштаба 1:50000 (листы N–45–55–Г, N–45–55–В, N–45–67–Г, N–45–67–Б)" Петров Н. А. и Потехин П. Д. 1965 г.
13. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
14. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно

допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

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

16. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

17. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

18. ОСПОРБ-99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

19. СанПин 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

20. СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

21. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

22. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изменениями и дополнениями – Новосибирский: Сибирский университет. издательство, 2006. – 512 с.

23. ГОСТ 17.0.0.01-76. Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов.

24. ГОСТ 17.1.3.12-86 ССОП. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.

25. ГОСТ 17.1.3.13-86 ССОП. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.

26. ГОСТ 17.1.4.01-80 ССОП. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах.

27. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93.

28. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ ПОСН 81-2-49 (издание второе, исправленное) Москва 2000.