

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

---

Институт природных ресурсов

Специальность 130301 - геологическая съемка, поиски и разведка месторождений  
полезных ископаемых

Кафедра геологии и разведки полезных ископаемых

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

| Тема работы                                                                                                        |  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <b>«Геология Распадского каменноугольного месторождения и проект разведки участка<br/>«Разведочный» (Кузбасс)»</b> |  |

УДК 553.94:550.8(571.17)

Студент

| Группа | ФИО                           | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------------|---------|------|
| 3-2300 | Мезенцев Дмитрий Владимирович |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО                             | Ученая степень,<br>звание                  | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------------|--------------------------------------------|---------|------|
| Доцент    | Ананьев Анатолий<br>Анатольевич | Кандидат геолого-<br>минералогических наук |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Технико-экономическое обоснование»

| Должность | ФИО                           | Ученая степень,<br>звание      | Подпись | Дата |
|-----------|-------------------------------|--------------------------------|---------|------|
| Доцент    | Вазим Андрей<br>Александрович | Кандидат экономических<br>наук |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность                | ФИО                           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший<br>преподаватель | Алексеев Николай<br>Архипович |                           |         |      |

По разделу «Буровые работы»

| Должность | ФИО                       | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Морев Артём<br>Алексеевич |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав.<br>кафедрой | ФИО                       | Ученая степень,<br>звание                  | Подпись | Дата |
|------------------|---------------------------|--------------------------------------------|---------|------|
|                  | Гаврилов Роман<br>Юрьевич | Кандидат геолого-<br>минералогических наук |         |      |

Томск – 2016 г.

**Задание на дипломное проектирование**



**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**Комитет природных ресурсов по Кемеровской области**  
**Открытое акционерное общество «Южный Кузбасс»**

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ОАО «Южный Кузбасс»

Л.Н. Опарин

\_\_\_\_\_ 2016 г.

**РАЗДЕЛ ПЛАНА:** разведочные работы для уточнения балансовых запасов и качества полезного ископаемого для промышленного освоения месторождения.

**ПОЛЕЗНОЕ ИСКОПАЕМОЕ:** каменный уголь.

**НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА:** участок «Разведочный» Распадского каменноугольного месторождения Томь-Усинского геолого-экономического района Кузбасса.

**МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ ОБЪЕКТА:** город Междуреченск Междуреченский район Кемеровской области

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на проведение геологоразведочных работ по пласту 21 на участке «Разведочный» Распадского каменноугольного месторождения.

**Основание выдачи геологического задания:** Лицензия на разведку и добычу каменного угля КЕМ № 586152ТЭ.

**1. Целевое назначение работ, пространственные границы объекта, основные оценочные параметры:**

**1.1. Целевое назначение работ.** Составление отчёта с утверждением запасов каменного угля на участке «Разведочный» по пл. 21.

**1.2. Пространственные границы подсчета запасов**

Подсчет запасов угля произвести по пласту 21 в следующих границах: На юге, юго-западе и северо-востоке - лицензионная граница участка «Разведочный»

На севере - точка 17<sup>х</sup>, скважины 11057, 11050, 11015, 11029, (графическое приложение № 1).

**1.3 Основные оценочные параметры.** Работы провести в соответствии со следующим инструктивными документами: «Классификация запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых», «Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям углей и горючих сланцев».

Для подсчета запасов использовать кондиции утвержденным Госпланом СССР для углей Кузбасса (протокол Госплана СССР № 331 от 13.07.1960г.)

## **2. Геологические задачи, последовательность и основные методы их решения.**

Изучение имеющихся материалов по участку, составление геологического отчета с подсчетом запасов углей. Дать характеристику геологического строения участка, методики геологоразведочных работ, качества углей и их технологических свойств, гидрогеологических, горно-геологических и горнотехнических условий отработки. Использовать цифровую обработку геологических материалов.

## **3. Ожидаемые результаты и сроки выполнения работ:**

Ожидаемый прирост балансовых запасов каменного угля промышленных категорий В+С<sub>1</sub> составит 40 млн. тонн.

Геологический отчет составляется в 5 экземплярах, на электронных и бумажных носителях, и вместе с протоколом рассмотрения передается в:

- ФГУ НЛП «РФГФ» - 1 экз.;
- Кемеровский филиал ФБУ «ТФГИ по СФО» - 1 экз.;
- ОАО «Южная Сибирь» 3 экз.

### Сроки выполнения работ:

Начало работ - март 2016 г.

Окончание работ - май 2017 г.

**РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа 139 с., 10 рис., 30 табл.,  
51 источников, 5 прил.

Ключевые слова: разведка, бурение, Кузбасс, тектоника, участок, пласт, каменный уголь, угленосность, газоносность, тектоника, запасы.

Объектом исследования является (ются) пласты каменного угля.

Цель работы: геологическое изучение участка «Разведочный».

В процессе исследования проводилось изучение газоносности угольных пластов

В результате исследования сделаны выводы по условиям газоносности угольных пластов

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: \_\_\_\_\_

Степень внедрения: по данному проекту планируется проведение разведочных работ на участке «Разведочный».

Область применения: данный проект может применяться для выполнения проектных работ на месторождениях каменного угля Кемеровской области.

Экономическая эффективность/значимость работы \_\_\_\_\_

В будущем планируется на основании данных по разведочным работам составить ТЭО разведочных кондиций.

## Содержание

|                                                                                                           |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....                                                                                             | 10 |
| ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....                                                                          | 11 |
| 1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ .....                                                  | 11 |
| 1.1 Административное положение объекта.....                                                               | 11 |
| 1.2. Климат.....                                                                                          | 11 |
| 1.3. Растительность .....                                                                                 | 12 |
| 1.4. Гидросеть.....                                                                                       | 12 |
| 1.5. Экономическая характеристика .....                                                                   | 12 |
| 1.6. Источники электроснабжения, хозяйственно-питьевого водоснабжения .....                               | 12 |
| 1.7. Пути сообщения.....                                                                                  | 13 |
| 1.8. Коэффициенты .....                                                                                   | 13 |
| 2. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ .....                                                   | 27 |
| 3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И<br>ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛОЩАДИ РАБОТ ..... | 28 |
| 3.1. Геологическое строение района .....                                                                  | 28 |
| 3.1.1. Стратиграфия.....                                                                                  | 28 |
| 3.1.2. Тектоника.....                                                                                     | 30 |
| 3.1.3. История геологического развития региона.....                                                       | 30 |
| 3.1.4. Полезные ископаемые .....                                                                          | 39 |
| 3.2. Геологическая характеристика площади поисков .....                                                   | 39 |
| 3.2.1. Структура (тектоника) объекта.....                                                                 | 41 |
| 3.2.2. Описание угольных пластов. ....                                                                    | 43 |
| 3.3. Гидрогеологическая и инженерно-геологическая характеристика. ....                                    | 45 |
| 4. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ...28                                         |    |
| 4.1. Геологические задачи и методы их решения .....                                                       | 28 |
| 4.2. Опробование на газоносность .....                                                                    | 29 |
| 4.3. Буровые работы.....                                                                                  | 29 |
| 4.3.1. Способ бурения. Разработка типовой конструкции скважин.....                                        | 33 |
| 4.3.2. Проектирование конструкции скважины.....                                                           | 33 |
| 4.3.3. Типы осложнений в скважинах .....                                                                  | 33 |
| 4.3.4. Обоснование и выбор диаметров скважины и колонн обсадных труб на<br>различных интервалах .....     | 35 |
| 4.3.5. Обоснование и выбор диаметров скважины и обсадных труб по интервалам<br>бурения.....               | 37 |
| 4.3.6. Построение профиля скважины.....                                                                   | 37 |
| 4.3.7. Выбор буровой установки и бурового инструмента.....                                                | 37 |
| 4.3.8. Буровой станок .....                                                                               | 39 |
| 4.3.9. Буровой насос НБ4-320/6 .....                                                                      | 39 |

|                                                                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.3.10. Буровая мачта БМТ-5.....                                                                             | 40 |
| 4.3.11. Бурильные трубы и инструмент для СПО .....                                                           | 41 |
| 4.3.12. Бурильная колонна.....                                                                               | 41 |
| 4.3.13. Разработка режимов бурения .....                                                                     | 43 |
| 4.3.14. Повышение качества проб полезного ископаемого или образцов пород, получаемых в процессе бурения..... | 45 |
| 4.3.15. Промывочная жидкость и ее доставка на буровые установки.....                                         | 45 |
| 4.3.16. Ликвидация аварий при бурении скважин .....                                                          | 46 |
| 4.3.17. Расчет необходимого количества буровых установок .....                                               | 46 |
| 4.4. Геофизические исследования в скважинах .....                                                            | 47 |
| 4.5. Опробовательские работы.....                                                                            | 47 |
| 4.6. Лабораторные и технологические исследования.....                                                        | 48 |
| 4.7. Топографо-геодезические работы. ....                                                                    | 50 |
| 4.8. Камеральные работы .....                                                                                | 50 |
| 5. ПОДСЧЕТ ОЖИДАЕМОГО ПРИРОСТА ЗАПАСОВ .....                                                                 | 52 |
| 5.1. Границы подсчета запасов .....                                                                          | 52 |
| 5.2. Кажущаяся плотность (объемная масса) углей.....                                                         | 52 |
| 5.3. Обоснование принятого метода подсчета запасов .....                                                     | 52 |
| 5.4. Подготовка исходных данных .....                                                                        | 52 |
| 5.5. Принципы выделения подсчетных блоков.....                                                               | 53 |
| 5.6. Результаты подсчета запасов. ....                                                                       | 54 |
| 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ<br>ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ «РАЗВЕДОЧНЫЙ» .....      | 55 |
| 6.1. Производственная безопасность .....                                                                     | 56 |
| 6.1.1. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....                         | 56 |
| 6.1.2. Анализ вредных факторов воздействия и мероприятия по их устранению .....                              | 60 |
| 6.2. Экологическая безопасность .....                                                                        | 65 |
| 6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....                                                             | 68 |
| 6.3.1. Пожарная и взрывная безопасность .....                                                                | 68 |
| 6.3.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера                              | 70 |
| 7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ<br>РАБОТ ПО ПРОЕКТУ .....                             | 72 |
| 7.1. Таблица видов и объемов проектируемых работ .....                                                       | 72 |
| 7.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ .....                            | 72 |
| 7.2.1. Проектирование .....                                                                                  | 72 |
| 7.3. Расчет производительности труда, количества бригад и продолжительности выполнения отдельных работ ..... | 75 |
| 7.4. Расчет сметной стоимости проекта.....                                                                   | 76 |
| 8. ПРОГНОЗ ПРИРОДНОЙ МЕТАНОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ .....                                                   | 82 |

|                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------|-----|
| 8.1. Методика и объемы выполненных работ .....              | 82  |
| 8.2. Газоносность угольных пластов и вмещающих пород .....  | 87  |
| 8.3. Газодинамические характеристики угольных пластов ..... | 95  |
| 8.4. Ресурсы метана в угольных пластах .....                | 122 |
| 9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....                                          | 125 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....                         | 126 |
| ОПУБЛИКОВАННЫЕ .....                                        | 126 |
| ФОНДОВЫЕ .....                                              | 126 |
| НОРМАТИВНЫЕ .....                                           | 127 |
| СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....                          | 129 |

## ВВЕДЕНИЕ

Геологоразведочному управлению ОАО «Южный Кузбасс» было выдано геологическое задание на проведение геологоразведочных работ. Целевым назначением геологоразведочных работ является получение геологической информации для выбора наиболее эффективного метода разработки запасов угля пласта 21.

Участок «Разведочный» расположен в Томь-Усинском геолого-экономическом районе на площади Распадского каменноугольного месторождения и частично входит в состав участков «Распадские» VI-VII-VIII, XII. Запасы угля по участкам Распадским VI-VII-VIII, XII утверждены протоколами ГКЗ № 2873 от 25.11.1959г. и №2598 от 19.02.1959г. Геологические материалы по полю шахты «Разрез Ольжерасский» ранее были утверждены протоколом ТКЗ «Кузбасснедра» № 872 от 26.06.2006 г, согласно которому запасы по шахте «Разрез Ольжерасский» составляют 11,022 млн. т., промышленные запасы согласно проекта на отработку составляют 4,376 млн. т., что по времени составит 3 года отработки при производительности 1,5 млн.тонн в год. Но для дальнейшего развития горных работ шахта «Разрез Ольжерасский» остро нуждается в утвержденных запасах угля.

В результате был рассмотрен вопрос о целесообразности разведки участка «Разведочного» и составлении данного проекта с последующим подсчётом запасов угля по пласту 21.

Целевым назначением геологоразведочных работ является получение геологической информации для выбора наиболее эффективного метода разработки запасов угля пласта 21 в границах лицензии на недропользование.

Геологическими задачами при проведении разведочных работ скважинами колонкового бурения являются:

- определение мощности, строения и выдержанности целевого пласта 21;
- определение качества угля;
- выявление тектонических нарушений различной амплитуды, уточнение гипсометрии угольного пласта;
- изучение обогатимости и технологических свойств угля;
- оценка горно-геологических условий эксплуатации, физико-механических свойств горных пород, гидрогеологических условий, газоносности угольного пласта;
- обеспечение соотношения высоких категорий не менее 50 %.

Окончание геологоразведочных работ на участке «Разведочный» планируется, согласно проекту, на май 2017 года.

## **ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ**

#### **1.1 Административное положение объекта**

Участок «Разведочный» принадлежит к Распадскому каменноугольному месторождению и расположен в Томь-Усинском геолого-экономическом районе Кузбасса, на территории муниципального образования «Город Междуреченск – Междуреченский район» Кемеровской области (рис.1.).

Номенклатура листов топоосновы масштаба 1:200 000 – N-45-XVII, N-45-XXIII международной разграфки.

Участок «Разведочный» характеризуется относительно высокими абсолютными отметками и сильно расчлененным рельефом. Абсолютные отметки поверхности в пределах участка изменяются от +300,0 до +500,0 м.

#### **1.2. Климат**

Климат района резко континентальный с холодной снежной зимой и жарким влажным летом. Устойчивые отрицательные среднемесячные температуры устанавливаются в ноябре месяце и удерживаются до апреля. По данным метеостанции г. Междуреченска среднегодовая температура воздуха составляет  $+0,7^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе ( $-45,5^{\circ}\text{C}$ ), максимум – в июле ( $+34^{\circ}\text{C}$ ). Средняя продолжительность безморозного периода составляет 91 день.

Максимальная месячная сумма осадков для города Междуреченска 252,6 мм (ноябрь). На зимний период приходится 21-31% годовой суммы осадков, на весенний 30-34%, на летний 36-43%, на осенний 33-35%. Снежный покров на прилегающих к городу площадях устанавливается в последней декаде октября, сходит – во второй декаде апреля. Мощность снежного покрова достигает 135 см. Значительная мощность снежного покрова обуславливает небольшую глубину промерзания почвы.

Абсолютная влажность воздуха достигает максимальных величин (17,2 Мбар) в летние месяцы - в период максимальных температур воздуха. Минимальные значения абсолютной влажности (1,3-2,3 Мбар) приходятся на зимние месяцы. Минимальные значения относительной влажности достигают 74-78%, максимальные – 82-87%. По средней годовой величине осадков район относится к зоне умеренного увлажнения.

Преобладающее направление ветров северное и северо-восточное. Скорость ветра по многолетним данным достигает 20 м/сек.

Сейсмичность района 7 баллов.

### **1.3. Растительность**

Вся местность почти сплошь закрыта густым пихтовым лесом, мелким кустарником. Существует энцефалитная опасность. На части площади природный рельеф изменен техногенными процессами добычи угля разрезом «Ольжерасский».

### **1.4. Гидросеть**

Сильно развитая речная сеть перистого типа значительно осложняет морфологические черты рельефа. Максимальные абсолютные отметки его поверхности на водоразделах от +430 до +500 м. Самые низкие абсолютные отметки (до +300м) - в долине реки Ольжерас.

Гидросеть определяется морфологией правых притоков реки Усы. Самый большой ее приток – река Ольжерас – протекает в северо-западной части участка. Левые притоки реки Ольжерас – ручьи Дорожный и Реперный. Речки Куштубой, Шушпек, Хребтовая и Говорливая впадают в реку Усу.

Режим рек и ручьев типичен для горного района и характеризуется большим непостоянством уровней и дебитов воды, резко меняющихся в зависимости от количества выпадающих атмосферных осадков и при таянии снега.

### **1.5. Экономическая характеристика**

Ближайшим крупным городом является Междуреченск (население 98,8 тыс. жителей – 2014 г.) – расположен в 10-18 км к юго-востоку от участка.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Широкий Лог (12 км на юго-запад) - население около 500 жителей (2010 г.). В нем находятся продовольственный магазин, почта, телефон.

Профориентация основных групп населения города Междуреченска – добывающая угольная промышленность и отрасли с ней связанные.

Ближайшими горнопромышленными предприятиями являются: шахта «Ольжерасская-Новая», ОАО «Разрез Ольжерасский», ЗАО «Распадская». Предприятия связаны железнодорожной веткой с Западно-Сибирской железнодорожной магистралью.

### **1.6. Источники электроснабжения, хозяйственно-питьевого водоснабжения**

В качестве источников электроснабжения буровых бригад используются автономные дизельные электростанции. Связь с базой осуществляется с помощью мобильных телефонов. Местоположение торговых организаций по снабжению основными материалами, продуктами, питьевой водой и ГСМ находится в г. Междуреченске.

Источником технической воды является река Ольжерас. Питьевая вода берется из чистых речек и ручьев в границах участка работ, либо привозится из города Междуреченска.

Есть возможность заготовки деловой древесины и дров, так как участок находится в таежной местности.

### **1.7. Пути сообщения**

Ближайшая железнодорожная станция (ст. Междуреченск) находится в 20 км южнее участка работ. Ближайший аэропорт находится в г. Новокузнецке (90 км на северо-запад).

Транспортировка персонала и малогабаритных грузов на участок работ осуществляется из города Междуреченска вахтовым транспортом повышенной проходимости на базе автомобиля Урал-4320, транспортировка буровых установок и бурового оборудования проводится тракторами типа Коматсу D65E или Катэрипиллер D6R.

Участок работ связан с городом Междуреченском асфальтированной и частично грунтовой дорогой. Перемещение вдоль участка работ возможно по существующим старым технологическим дорогам.

### **1.8. Коэффициенты**

Продолжительность полевого сезона – 12 месяцев. Срок действия зимников – с конца ноября до середины марта.

Районный коэффициент к заработной плате составляет 30%.

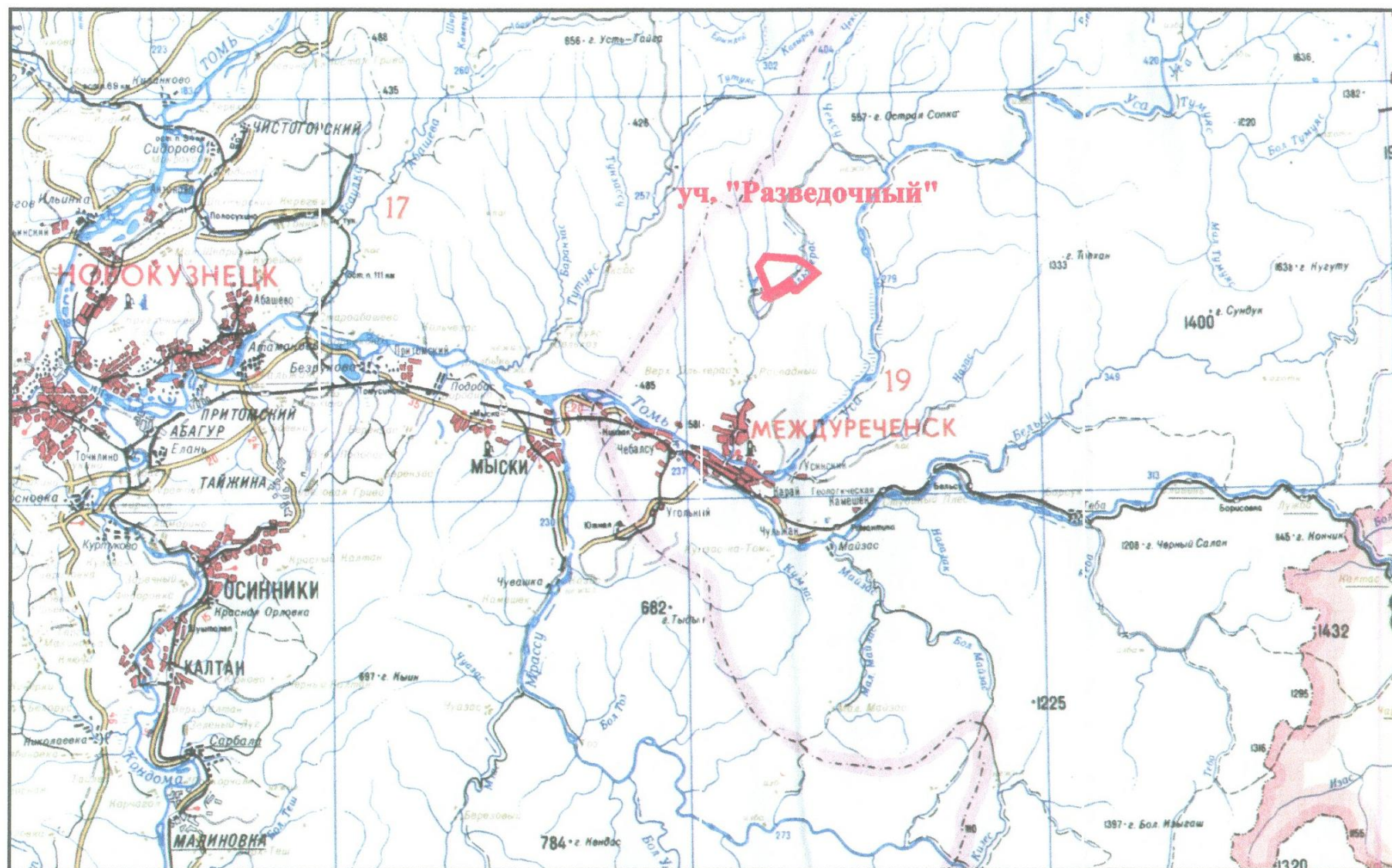


Рис.1 Обзорная карта района работ

Масштаб 1:750 000

## 2. ОБЗОР, АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ

Рассматриваемый участок относится к той части Западного моноклинала с каменными углями, которая благодаря более удобному положению, начал разведываться и осваиваться промышленностью в первую очередь. Планомерные поисково-разведочные и опробовательские работы в этой части Распадского месторождения, как и вообще в Томь-Усинском районе, начали проводиться с 1949г.

Геологические участки Распадские VI- VIII, IX- XI, XII начали разведываться с помощью колонкового бурения скважин геологическими организациями Западно-Сибирского геологического управления в 1954-1958 годах. Результатом этих работ стало утверждение запасов до горизонта  $\pm 0$  (протокол ГКЗ № 2873 от 25.11.1959 г.).

После утверждения запасов углей по участкам Распадских XII, VI-XI, с 1958 года, Томь-Усинский район начал осваиваться промышленностью. С 1959 по 1972 годы начато проектирования и строительство шахты «Распадская».

Позднее при повышении требований угольной промышленности к исходным геологическим материалам (протокол Минуглепрома СССР №57 от 07.08.1986г.) было принято решение о целесообразности проведения детальной разведки данных участков, которая была выполнена в два этапа в период с 1987 по 1994 год.

По итогам геологоразведочных работ был выполнен отчёт по участкам «Распадские VI-XI», который рассмотрен на НТС КППР по Кемеровской области (Протокол №4213 от 13.08.2000 г.).

В период 1994-1997 гг. Южно-Кузбасской геологоразведочной экспедицией выполнен в границах поля шахты «Ольжерасская-Новая» (ПКФ «Триада», ЗАО «Инвест-Уголь») комплекс разведочно-эксплуатационных работ по пласту 21. В результате проведенной разведки уточнены элементы залегания пласта, детально изучена тектоническая обстановка в границах горного отвода, произведен подсчет запасов. Геологические материалы прошли государственную экспертизу и утверждены (протокол ТКЗ № 872 от 26.06.2006 г.).

В результате для дальнейшего развития горных работ шахты «Разрез Ольжерасский» в данном дипломном проекте предлагается постановка геологоразведочных работ в пределах участка «Разведочный» с последующим подсчётом запасов угля по пласту 21

### **3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛОЩАДИ РАБОТ**

#### **3.1. Геологическое строение района**

##### **3.1.1. Стратиграфия.**

В стратиграфическом строении участка «Разведочный» участвуют пермские, юрские и четвертичные отложения.

Согласно Легенде Алтае-Саянской серии Госгеокарты РФ М 1:1 000 000 2009 года пермские отложения представлены верхней частью кольчугинской серии ( $P_{2-3}$  kl) - ерунаковской подсерией ( $P_{2-3}$  er), которая снизу вверх подразделяется на ленинскую ( $P_{2-3}$  ln), грамотеинскую ( $P_3$  gr) и тайлуганскую ( $P_3$  tl) свиты. Продуктивные отложения участка «Разведочный» связаны со всей ерунаковской подсерией, но её угленосность снизу вверх по разрезу уменьшается.

##### **Ленинская свита ( $P_{2-3}$ ln)**

Верхняя граница свиты проходит по кровле пласта 19, нижняя – по кровле пласта 7-7а. Полная мощность свиты, вскрытая на Распадском месторождении, в среднем составляет 398 метров.

Разрез свиты отличается крупными циклами осадконакопления с преобладанием песчаников с прослоями гравелитов и конгломератов.

Содержит 12 пластов угля, из них 6 пластов сохраняют кондиционные мощности на большой площади. Общая мощность угольных пластов свиты 30м, коэффициент рабочей угленосности – 7%.

В лицензионные границы участка «Разведочный» входит только 19 пласт угля.

##### **Грамотеинская свита ( $P_3$ gr)**

Верхняя граница свиты проводится по кровле пласта 29. Отложения свиты вскрыты на полную мощность. Средняя мощность свиты в пределах участка составляет 242 метра (табл. 2.1.).

В разрезе свиты преобладают мелкозернистые алевролиты с частыми прослоями и линзами гравелитов и конгломератов. Песчаники в разрезе свиты занимают второстепенное значение.

Содержит 10 пластов угля. Наибольший промышленный интерес представляет пласт 21. Пласты 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 часто имеют невыдержанные мощности и сложное строение, содержат до 20 породных прослоев.

Общая мощность угольных пластов свиты 7,25 – 35,2м, коэффициент рабочей угленосности составляет в среднем 7,4 %.

### **Тайлуганская свита (P3 tl)**

Отложения свиты на участке вскрыты не на полную мощность. Наибольшая мощность свиты (до 169м) вскрыта на северо- востоке участка (скважина 11069).

В разрезе свиты преобладают мелкие циклы осадконакопления.

Свита в пределах участка «Разведочный» содержит 4 пласта угля достаточно выдержанных, но имеющих сложное строение.

Общая мощность угольных пластов свиты 6,0 метров, коэффициент рабочей угленосности составляет в среднем 7,5%.

### **Юрские отложения**

#### **Тарбаганская серия (J1 tr)**

Тарбаганская серия представлена в районе работ абашевской (J<sub>1ab</sub>) и распадской (J<sub>1rs</sub>) свитами, но деление на эти свиты является условным и предварительным.

Изучение юрских отложений проводилось попутно, поскольку их бурение производилось, преимущественно, без отбора керна. Юрские осадки в убывающем порядке представлены конгломератами, гравелитами, песчаниками с подчиненным количеством глинистых пород. Занимаемая ими площадь, в плане, составляет 80 – 85 % территории участка. Их мощность в пределах изученной части достигает 290м увеличиваясь постепенно в северном и северо-западном направлениях по мере погружения палеозойской толщи.

Юрские отложения с небольшим угловым (2-7°) и стратиграфическим несогласием залегают на эродированных отложениях Тайлуганской свиты, контакт с которой трансгрессивный где почва юрских пород, преимущественно конгломератов, является базальным слоем.

### **Четвертичные отложения**

Четвертичные отложения повсеместно перекрывают размытую поверхность палеозойских и юрских отложений. Четвертичные осадки представлены элювиально-делювиальными и аллювиальными отложениями.

Элювиально-делювиальными отложениями распространены практически повсеместно на водоразделах и их склонах. Они представлены суглинками, супесями с включениями щебня и дресвы. Мощность этих отложений 3-4 м.

Аллювиальные отложения приурочены к долине реки Ольжерас и некоторых его крупных притоков. Они представлены галечником и гравием с супесчаным наполнителем. Мощностью этих отложений до 8-10 м.

### **3.1.2. Тектоника.**

Участок Разведочный принадлежит к Распадскому месторождению и в структурно-тектоническом отношении относится к Главному (Западному) моноклинали, который протягивается на 60 км непрерывной полосой с северо-востока на юго-запад и охватывает Томь-Усинский и Мрасский геолого-экономический район Кузбасса. По выдержанности структуры, протяженности, экономическому значению, моноклинал является главной тектонической структурой района.

Участок работ входит в полосу Западного моноклинала. Угленосная толща имеет падение на северо-запад по азимуту 330-360°, углы падения от 8-10° на юго-западе до 15-20° на северо-востоке. Главную роль в тектоническом строении района работ играют разрывные нарушения, которые представлены надвигами с амплитудами смещения до 100 метров. Падение плоскостей смесителя разрывных нарушений в большинстве случаев имеет северо-восточное направление. При общем моноклиналином залегании угленосной толщи может иметь место проявление пликативной нарушенности, которая отразится в пологой складчатости, с углами падения крыльев 10-15°. По сложности геологического строения участок относится ко второй группе месторождений.

### **3.1.3. История геологического развития региона.**

Начало формирования осадков в Кузнецком бассейне следует отнести к живетскому веку. С этого же века начинается трансгрессия Колывань-Томского моря в пределы Кузбасса.

Первая фаза трансгрессии развивается на северо-восточной окраине бассейна, где установлено несогласное залегание барзасской угленосной свиты живетского возраста на различных, преимущественно эффузивно-туфогенных горизонтах девона, а также нижнепалеозойских отложениях Кузнецкого Алатау. В подстилающих барзасскую свиту отложениях имеется древняя кора выветривания.

Максимальная фаза позднедевонской трансгрессии, наступившая после небольшого обмеления, соответствует пожарищевской свите вассинского горизонта раннефранского возраста. Морские осадки этого горизонта прослеживаются по всей восточной и южной окраинам бассейна до Кондомского (Кузедеево) района.

Наступившая затем кратковременная регрессия обусловила появление мелководных осадков (курлякский горизонт) и рифовых известняков в нижней части глубокинского горизонта на северо-западе и красноцветных осадков с конгломератами на восточной и южной окраинах бассейна, а частично и в Завьяловском районе. Некоторые горизонты этой свиты, представленные грубозернистыми песчаниками, литологически

сходны с острогской свитой. Далее наблюдается постепенное углубление моря до конца франского века.

Начавшееся в первой половине франского яруса вторжение моря, не распространившееся далеко на юг, сменяется во второй половине повсеместно в Кузбассе обмелением, обусловившим образование красноцветной, местами гипсоносной толщи (подонинского горизонта), залегающей в основании мозжухинской серии. Возобновление и широкое развитие трансгрессии моря в начале карбона обусловило смену красноцветных пород и конгломератов морскими и лагунно-морскими отложениями, представленными в основном известняками, кремневыми породами и доломитами. Только на северо-западной окраине в основании этой толщи залегает известняк с нормальной морской фауной абышевской зоны. В фациальном отношении эти отложения близки одновозрастным толщам Минусинской котловины (быстрянская свита).

В течение турнейского века в Кузнецком бассейне продолжалось углубление моря, обусловившее появление в разрезах серых битуминозных известняков (денисовских). Момент появления их в разных районах различный, но в большинстве случаев соответствует развитию тайдонской фауны. Только на восточной окраине известняки появились лишь в фоминское время. Фоминское время отвечает фазе наибольшей трансгрессии карбонового моря, распространившегося на всю площадь Кузбасса и за пределы последнего. В результате морские нижнекаменноугольные отложения местами залегают трансгрессивно на древних породах.

Следующий цикл осадков связан с резким обмелением моря, обусловившим в Кемеровском и Барзасском районах появление зеленых, иногда туфогенных песчаников с растительными осадками, на востоке – иногда углистых и грубозернистых, переходящих в конгломераты.

Острогская свита, с которой начинаются угленосные отложения, на большей части бассейна в самом основании имеет горизонт «базальных» конгломератов.

Дальнейшее накопление осадков в Кузнецком бассейне связано с широким развитием угленосных фации, обусловивших образование многочисленных пластов угля. В результате непрерывного погружения фундамента Кузнецкого прогиба накопилась огромная по мощности толща осадков; верхнепалеозойская часть ее, охватывающая диапазон от намюрского до татарского яруса, имеет мощность 5 - 8 км.

Во всей этой толще нигде не установлено сколько-нибудь значительных перерывов в осадконакоплении, связанных с размывом ранее отложившихся толщ. Исключение представляют небольшие внутрiformационные размывы, прослеженные, например, в Прокопьевско-Киселевском районе, где песчаники, в основании которых залегает

конгломерат кровли пласта Характерного, иногда трансгрессивно ложатся на более низкие горизонты, до пласта Горелого, а иногда до Прокопьевского включительно, что определяет амплитуду размыва порядка 80 – 120 м. Аналогичное явление наблюдается в Томь-Усинском районе, где песчаники перекрывающие пласт I, с небольшим разрывом ложатся на пласт III. Некоторый перерыв наблюдается на границе балахонской и кольчугинской серий в присалаирской полосе, где горизонт с раннекузнецкой фауной залегает на разных уровнях. Небольшие размывы устанавливаются в основании тех или иных песчаников, однако имеют они местное значение. С ними связываются конгломератовидные горизонты из галек местных пород – аргиллитов, песчаников, а иногда и углей.

В острогской свите, в целом не являющейся промышленно угленосной, наибольшие углепроявления известны в разрезах Северо-восточной и южной окраин бассейна. Здесь наблюдаются лишь невыдержанные пропластки угля, часто зольного, мощностью от нескольких сантиметров до 0,3 - 0,6 м. На крайнем юге, в Чумышском заливе, острогская свита углей совсем не содержит, а по юго-западному крылу Кузнецкого прогиба встречающиеся шнурки угля единичны и очень маломощны. На палеогеографических схемах, ограниченных современными (по основанию острогской свиты) контурами бассейна, положение зоны углеобразования намечается в виде весьма неустойчивых торфяников, развивавшихся на приморской низменности, изобиловавшей остаточными мелкими лагунами и заливами и протягивавшейся примерно параллельно современному западному контуру Кузнецкого Алатау.

Располагавшаяся вдоль подножия Кузнецкого Алатау низменность, как и дно острогского бассейна в целом, имела крайне пологий рельеф, вследствие чего даже при незначительных тектонических колебаниях или усилении и уменьшении сноса она, то кратковременно поднималась над водной средой, то находилась ниже зеркала бассейна. В первом случае происходило зарастание территории и формирование маломощных торфяников, образовавших впоследствии подчиненные острогской свите пласты угля. Наиболее благоприятные условия для торфонакопления были в пределах прибрежной полосы, граничившей с устойчивой позитивной структурой - Кузнецким Алатау; здесь в настоящее время устанавливается и большая угленосность свиты. На севере бассейн был открыт, а на западе и юго-западе, судя по всему, находилась островная суша с островами, вероятно, лишь вдоль осевой части современного Салаира. Поэтому угленосность, наблюдаемая по юго-западной, а также северной окраинам, значительно уступает таковой юга и северо-восточной полосы.

Позднее, в раннебалахонское время, угленосность постепенно и закономерно развивается и усиливается. Наиболее благоприятные условия для многократного формирования торфяников продолжали существовать на северо-востоке бассейна, особенно на площади современных Анжерского и Кемеровского районов, между последним и Крапивинским куполом и далее с несколько убывающей интенсивностью вдоль границы с Кузнецким Алатау и Горной Шорией. На западе углеобразование по сравнению с острогским временем значительно увеличилось, но по-прежнему отставало: угленосность нижнебалахонской свиты далеко не повсеместно носит промышленный характер.

В целом в раннебалахонское время произошло расширение площадей формирования торфяников острогского времени; торфонакопление стало более устойчивым и более длительным; количество и мощность отдельных торфяников возрастают в общем случае вверх по разрезу.

В позднебалахонское время наблюдается дальнейшая эволюция процесса углеобразования: с течением времени формирование каждого торфяника становится более продолжительным, в результате чего мощности верхнебалахонских пластов, в общем повышаются также вверх по разрезу и достигают максимума в кемеровской свите. Области осадко- и угленакопления в это время на преобладающей площади бассейна подчинены более или менее близким закономерностям, что выражается в сходном строении и содержании основных осадочных циклов в различных частях территории. Поэтому, например, по всей южной периферии бассейна, начиная с Бачатского района до северной оконечности Томь-Усинского, на протяжении более 150 км можно наблюдать распространение одних и тех же пластов угля. Зоны угленакопления получили максимальное по сравнению с предшествующим временем развитие по площади, отличаясь также качественно и количественно - подавляющая масса угольных пластов рабочее.

Смещение зон угленакопления балахонского времени происходило от восточной окраины к центральной и западной частям площади бассейна. Территориально максимального развития позднебалахонское угленакопление приобретает во время формирования промежуточной подсвиты. В направлении на северо-восток существенное возрастание угленосности наблюдается вверх по разрезу, достигает максимума и завершается в северной половине бассейна в кемеровской подсвите.

Кузнецкая ингрессия обрывает балахонскую фазу углеобразования. Пришедшая на смену ей кольчугинская фаза сопровождается не менее значительным развитием торфяников, в процессе накопления которых также выделяются три стадии. Кузнецкая

свита в целом является безугольной. По северо-восточной окраине бассейна в составе ее преобладают грубообломочные породы, а на западе, севере и в центральных районах - преимущественно бассейновые отложения без углей. В южных разрезах свиты установлены единичные пласты угля, один из которых (в разрезе по Назасской линии Томь-Усинского района) имеет мощность до 60 см. То есть на крайнем юге накопление углей, возможно достаточно большой мощности, к югу от современной границы выходов свиты имело место и в кузнецкое время.

Регрессия бассейна кузнецкого времени сопровождалась заметными изменениями физико-географической обстановки на площади Кузбасса; на севере и в центре его в ильинское время сохранился реликтовый бассейн, принимавший дельтовые отложения низовьев крупной речной системы - отложились красноярские песчаники, не содержащие угольных пластов. Наоборот, прибрежные территории бассейна, где были широко развиты различные аккумулятивные и аллювиальные равнины, представляли благоприятную обстановку для мощного торфообразования и формирования пластов рабочей мощности, выклинивающихся до нерабочих как к крайним периферическим областям, так и к центру, в сторону реликтового бассейна.

Завершающей стадией кольчугинского цикла угленакопления является постепенный захват углеобразующими зонами центральной части бассейна, где в ерунаковское время сосредоточиваются наиболее мощные торфяники. По периферии бассейна угленосность заметно убывает: на востоке и юге вследствие интенсивного сноса и накопления преимущественно обломочных пород, на западе - в результате значительного опускания предсалаирской полосы, где в течение ерунаковского времени отложения не компенсировали опускания, и формирование торфяников было эпизодическим.

Имеющиеся данные о мощностях отложений ерунаковской свиты и характере изменения ее угленосности свидетельствуют о происходившем в это время замыкании бассейна также и на севере (Сендерзон, Козлов, 1962) - превращение его орографически в замкнутую почти со всех сторон котловину.

На всем протяжении времени от начала формирования острогской свиты до конца ерунаковской угленосная толща накапливалась в стратиграфическом понимании непрерывно, но эта непрерывность не распространяется на процесс угленакопления. Он отчетливо разрывается кузнецкой ингрессией на две фазы - балахонскую и кольчугинскую, имеющие некоторые общие черты развития.

В течение каждой фазы угленосные зоны постепенно расширяются: от узких полос прибрежных низменностей по окраинам бассейна торфообразовательные

процессы распространяются вглубь него, завоеывая все его пространство к концу фазы. Это распространение торфообразования в обоих случаях имеет в начальной стадии одинаковую направленность - от естественной восточной или южной границы бассейна на запад и север. Поздние стадии каждой фазы характеризуются, кроме того, наиболее устойчивыми циклами, сопровождающимися и наиболее мощными пластами угля, также выдерживающимися на десятки и сотни квадратных километров. Завершение обеих фаз угленакопления происходит достаточно быстро, с очень резким переходом вверх по разрезу от группы мощных пластов к безугольным отложениям, либо через несколько тонких пластов угля.

В то же время существенные различия в строении пластов и вещественном составе углей обеих фаз обусловлены следующими обстоятельствами: сменой климата от устойчивого, более теплого в карбоне до умеренного, с сезонными колебаниями в перми; эволюцией ассоциаций растений-углеобразователей и фациальных обстановок накопления и захоронения торфяных залежей; изменением условий дальнейшего превращения растительного материала в торфяную стадию. Таким образом, при общем сходстве процессов торфонакопления в углеобразовании балахонского и кольчугинского времени имеются, как видим, и значительные внутренние отличия.

Вулканическая деятельность в позднем палеозое проявилась в Кузбассе только в виде образования прослоев туфогенных пород, подчиненных балахонской серии в Крапивинском районе вблизи Крапивинского поднятия. Более значительные проявления вулканизма относятся к триасу (возможно, к самому концу палеозоя). Именно с ними связана то более или менее постепенная, то резкая смена состава пород; нормально осадочные породы верхних горизонтов кольчугинской серии сменяются породами, в обломочном материале которых господствуют эффузивы и туфы, а затем и эффузивами мальцевской серии.

Сопоставление палеонтологических данных по верхним горизонтам кольчугинской серии, подстилающим мальцевскую серию в разных районах, позволяет относить их в целом к тайлуганской подсвете. Это дает возможность предполагать, что мальцевская серия ложится на кольчугинскую без сколько-нибудь значительного перерыва в осадконакоплении. В то же время последние материалы К. Д. Ждановой по Уропскому месторождению свидетельствуют о значительном расчленении палеозойского рельефа перед отложением триаса. Так, если в районе Бабьего Камня виден спокойный переход от верхов кольчугинской серии к мальцевской, то верхи тайлуганской подсветы на Уропском месторождении представлены мощной пачкой конгломерата. Туфовый материал тайлуганской подсветы лег, возможно, на неровную дневную поверхность,

существовавшую к этому времени, с которым совпали гибель ряда верхнепалеозойских форм, а также прекращение торфообразования в бассейне. Однако возможно, что именно в связи с возобновлением вулканической деятельности в отдельных местах все же возникли местные несогласия, не имеющие большого регионального распространения.

Конец накопления мальцевской серии следует рассматривать как этап максимального погружения фундамента. Дальнейшая история бассейна связана уже с рядом поднятий, обусловленных проявлением складчатости между триасом и юрой или перед поздним триасом.

Предъюрская фаза складчатости привела к образованию в доюрских отложениях достаточно интенсивных складок, преимущественно на периферии бассейна, а в результате предъюрского размыва осадки тарбаганской серии легли на различные горизонты триаса и палеозоя. Факт, что юра в Осиновском районе ложится на ильинскую свиту с углями жирной стадии метаморфизма, в то время как юрские находятся на границе бурых и длиннопламенных, свидетельствует о значительной величине размытой толщи, измеряемой несколькими километрами. Наличие прослоев с морской фауной в осадках балахонской серии этой окраины позволяет предполагать значительное развитие здесь морской фации верхнего палеозоя.

В пределах Кузнецкого Алатау породы, подстилающие угленосные осадки, метаморфизованы значительно слабее. Среднедевонские барзасские угли Кузбасса относятся по метаморфизму к стадии длиннопламенных, а вмещающие их глинистые породы также не несут следов интенсивного метаморфизма; угли балахонской серии вблизи восточной границы, в северной ее части, относятся к газовым, а мощность балахонской серии по направлению к этой окраине уменьшается. Это говорит об относительно ограниченном первоначальном распространении верхнепалеозойских осадков в пределах Кузнецкого Алатау. Исключение, быть может, представляет южная часть восточной окраины (Томь - Усинский район), где угли метаморфизованы достаточно высоко. На южной окраине самый высокий метаморфизм углей установлен в Чумышском районе, за пределы которого в юго-западном направлении верхний палеозой, возможно в относительно узкой депрессии, распространяется достаточно далеко.

Что касается Салаира, то здесь, прежде всего, следует отметить относительно слабый метаморфизм девонских отложений, подстилающих угленосную толщу Кузбасса. По направлению к Салаиру степень метаморфизма углей в Прокопьевско-Киселевском и Бачатском районах уменьшается. Но севернее, начиная с Красного

Брода, и далее по всей западной окраине метаморфизм углей вновь резко увеличивается. В пределах крайней западной полосы, в Беловском районе, и на Каменской и Мусохрановской площадях, угли ильинской и низов ленинской подсвет имеют наиболее высокую степень метаморфизма.

В литературе по Салаиру и Кузбассу были высказывания о более молодом возрасте Салаира и о Кузбассе как о краевом прогибе Салаирской герцинской геосинклинали, ограниченном на востоке каледонской платформой Кузнецкого Алатау (Крашенинников, 1959). Работы других авторов не противоречат этому взгляду (Фомичев, Алексеева, 1961), по мнению которых можно говорить лишь о субплатформенных условиях, наступивших в области Салаира к концу силура, и сохранении известной подвижности его структуры и субгеосинклинальных условий развития в значительно более позднее время. Считается, что еще в самом конце девона по крайней мере в северо-восточную часть кряжа ингрессировало море, а в центральной части была депрессия типа замкнутого бассейна. Поэтому если Кузбасс как передовой прогиб, развивавшийся на опущенном крае молодой каледонской платформы, испытывал однонаправленное опускание, сопровождавшееся накоплением многокилометровой пермокарбоновой толщи, то Салаир переживал, субгеосинклинальный режим с небольшими колебаниями различного знака, мало способствовавшими формированию верхнепалеозойских отложений и особенно углей на значительных пространствах. Соответственно, Салаир из складчатой зоны превратился в молодую платформу лишь в послепалеозойское время.

В отличие от балахонского в кольчугинское время континентальные фации постепенно завоевывают пространство и наряду с отложениями пресных водоемов, солоноватоводных и опресненных озер наблюдается широкое участие аллювиальных толщ, часто содержащих размывавшиеся речными потоками подлежащие угленосные породы и перемытые угли.

Современное распространение отложений тарбаганской серии в виде локальных эрозионно-тектонических останцев различного размера, взаимоотношения их с подстилающими образованиями нижнего мезозоя и палеозоя, а также особенности разреза по составу, мощностям и характеру изменении с достаточной очевидностью свидетельствуют об индивидуальности среднемезозойского этапа в истории геологического развития Кузнецкого бассейна. Это, несомненно, самостоятельный структурно-стратиграфический этаж в разрезе угленосных отложений, четко отличающихся по характеру развития от более ранних и последующих этапов формирования бассейна.

В результате проявления поздних этапов герцинского тектогенеза произошло окончательное замыкание Кузнецкого прогиба и резкий подъем территории бассейна, особенно его окраин и сопредельных горных сооружений Саяно-Алтайской складчатой области. Подъем страны сопровождается относительно слабыми складчатыми дислокациями (углы несогласия до  $15^\circ$ ) и интенсивной эрозией, создавшей достаточно расчлененный рельеф.

Наиболее ранние этапы осадконакопления проявились в северо-западной части Кузнецкого бассейна (Доронинская впадина). В последующее время происходило дальнейшее расширение бассейна аккумуляции и в первой половине средней юры осадконакоплением была охвачена не только центральная часть Кузнецкого бассейна, но, по-видимому, и соседние области среднемезозойского осадконакопления.

Проявления магматической деятельности среднемезозойского возраста на территории Кузнецкого бассейна и соседних районов не известны. Переходя к реконструкции условий формирования среднемезозойских отложений Кузнецкого бассейна, прежде всего, подчеркнем достаточно четко намечающуюся в составе и структуре пород приуроченность разных районов бассейна к определенным областям питания.

Наиболее ранней седиментационной структурой бассейна является Доронинская впадина, в формировании которой выделяются два этапа. Накопление нижних и средних горизонтов разреза происходило главным образом за счет сноса терригенного материала с северного Салаира. Верхние же горизонты свиты формировались преимущественно за счет размыва пород Колывань-Томской дуги.

Континентальный тип разреза, в частности, невыдержанный характер его угленосности, относительно ограниченная мощность толщи и достаточно сложные взаимоотношения с подстилающими более древними отложениями, а также унаследованный характер дислокаций и положения в общем геотектоническом плане региона позволяют с достаточной уверенностью относить Кузнецкий бассейн среднемезозойского времени к типу платформенного прогиба, зажившегося на месте позднегерцинского краевого прогиба.

Меловые отложения Кузбасса представлены песчано-глинистыми породами и залегают практически горизонтально, что определяет возраст фазы складчатости, дислоцировавшей юрские отложения как домеловой. Развиты они в Кондомском, Чумышском и Завьяловском районах. Кайнозойские тектонические движения Кузбасса выразились дислокациями меловых отложений, имеющих узколокальное проявление в Кондомском районе, где установлен угол падения этих пород до  $45^\circ$ , а также в

движениях геоморфологического характера. Последние определили наличие террас в долинах р. Томи, Ини и их притоков и выраженные в рельефе уступы, ограничивающие Кузнецкую котловину с востока, со стороны Кузнецкого Алатау.

К последним стадиям развития Кузнецкого бассейна относится образование повсеместно развитых в его пределах четвертичных суглинков. Их генезис связан с переносом пылеватых частиц из смежных засушливых районов и последующим их изменением и переотложением. Интересным явлением в четвертичной и более древней истории бассейна были каменноугольные пожары, которые по своим масштабам, как отмечал М. А. Усов, могут рассматриваться в качестве геологического явления. Древние угольные пожары имели место почти во всех районах бассейна, однако наиболее широко они проявились Прокопьевско-Киселевском районе с его мощными пластами и высокой угленасыщенностью.

Развитие современного рельефа и гидрографической сети в бассейне обуславливается, целым рядом природных факторов. К ним относятся факторы эндогенные, к которым принадлежат новейшие тектонические движения и геологическое строение, в частности, способность противостоять денудации тех или иных пород. К экзогенным факторам, относятся климатические условия, обусловившие накопление эоловых лёссовидных суглинков, выветривание и размыв слагающих бассейн пород.

#### **3.1.4. Полезные ископаемые**

Основным полезным ископаемым для данного участка является каменный уголь. Основная угленосность участка «Разведочный» связана с палеозойскими отложениями, в которых всего содержится около 36 пластов угля.

#### **3.2. Геологическая характеристика площади поисков**

Отложения балахонской серии крайней юго-восточной части Кузбасса, протягивающиеся непрерывной полосой в бассейнах рек Томи, Усы и Мрас-Су, а также кольчугинская серия осадков, примыкающая к этой полосе к северу от р. Томи, выделяются в Томь-Усинский и Мрасский районы. По выходам на поверхность продуктивная полоса ограничивается острогской свитой на юго-востоке, кузнецкой - в Мрас-ском районе и тарбаганской серией в Томь-Усинском на северо-западе. Геологически оба района представляют одно целое и условная граница между ними проводится посередине Томь-Мрасского водораздела.

Томь-Усинский район имеет длину 35 км. Его северной границей служит р. Чексу. Длина Мрасского района 25 км. Граница между Кондомским и Мрасским районами

проводится по Кондомо-Мрасскому водоразделу. Площадь выходов продуктивной толщи обоих районов 1100 км, общая их площадь 1500 км<sup>2</sup>.

Административно угленосные площади входят в Кузнецкий район Кемеровской области. Центром Томь-Усинского района является молодой растущий город Междуреченск. В Мрасском районе строится город Мыски. Междуреченск и Мыски связаны железной и шоссейной дорогами.

По естественным геологическим и геоморфологическим условиям на площади районов выделяют месторождения: в Мрасском районе Урегольское, Курейское и Сибиргинское; в Томь-Усинском районе Томское, Ольжерасское, Корайское, Березовское, Кумзасское, подчиненные балахонской серии, Распадское-кольчугинской серии и Чексинское - кольчугинской и балахонской сериям. Все месторождения в каждой серии тесно связаны между собой.

Томь-Усинский и Мрасский районы характеризуются относительно высокими абсолютными отметками и сильно расчлененными формами рельефа низких предгорий Кузнецкого Алатау. В направлении к западу и северо-западу рельеф местности несколько сглаживается, на крайнем востоке и юго-востоке районов заметно повышается и становится более изрезанным с преобладанием острых сопок и гряд возвышенностей. Отдельные вершины их имеют отметки 590-610 м. Самые низкие, отрицательные формы рельефа приурочены к долинам рек Томи, Усы и Мрас-Су. Эти реки и большое количество их притоков, образующих густую гидрографическую сеть, создают сложный изрезанный рельеф. Абсолютные отметки долин крупных рек 230-240 м. Относительные превышения водоразделов над долинами главных рек составляют около 290-300 м, иногда до 360 м и более, что благоприятно для штольневых работ.

В отличие от довольно сглаженных форм водоразделов долины рек в большинстве случаев резко очерчены. Подавляющее их большинство имеет асимметричный поперечный профиль: более высокими и крутыми являются подмываемые реками правые берега. Обнажения коренных пород отмечаются преимущественно на этих берегах.

В долинах крупных рек наблюдается несколько террас. Наиболее широкую площадь занимает первая, пойменная терраса, возвышающаяся над меженным уровнем рек на 1,5-2,0 м. Поверхность ее обычно заболочена и покрыта кустарниковой растительностью. В паводки терраса затопляется. Довольно широко развита также II, обычно незатопляемая терраса, имеющая превышение над урезом меженных вод рек Томи, Усы и Мрас-Су на 5-8 м. Вторая терраса используется под строительство. Остальные террасы развиты нешироко.

Все возвышенности на гребнях покрыты рыхлыми четвертичными отложениями, представленными тяжелыми суглинками, содержащими в нижних слоях обломки коренных пород. Мощность суглинков обычно изменяется от 2 до 4 - 7 м, редко до 8 - 12 м.

### 3.2.1. Структура (тектоника) объекта.

Томь-Усинский и Мрасский районы - это крайняя периферическая зона предгорьев Кузнецкого Алатау, протягивающаяся вдоль восточной окраины бассейна и переходящая на юге в северные предгорья Горной Шории. Их тектоника представляет особый интерес. Имеющиеся материалы позволяют указать на существование здесь давления с запада и востока, т.е. со стороны Салаира и со стороны Кузнецкого Алатау.

В районах, как это отмечалось Г. П. Радченко (1947) и другими, можно выделить с северо-запада на юго-восток четыре параллельные тектонические зоны: полоса Западного моноклинала, Центральная зона сложных складок, зона пологих складок и Восточный моноклинал.

Полоса Западного моноклинала представляет собой основное юго-восточное крыло Кузбасской мульды. В нее вовлекаются отложения ерунаковской, ильинской, кузнецкой и верхнебалахонской свит. На юго-запад моноклинал уходит далеко за пределы района. Напротив, в северо-восточном направлении он усложняется, сменяясь севернее ручьев Куштубой и Кумзас крупной, так называемой Куштубойской антиклиналью. При этом в замковой части пласты угля балахонской, а затем кольчугинской серии погружаются на глубину под углом 35 - 45°. Дальше на восток и северо-восток моноклинал срезается крупным нарушением, по которому продуктивные отложения ерунаковской, ильинской и верхнебалахонской свит контактируют с острогской свитой и отложениями нижнего морского карбона. Углы падения моноклинала на всем его протяжении подвержены значительным колебаниям как по простиранию, так и вкрест простирания пород. С приближением к выходу силла диабазов углы падения, как правило, становятся круче - до 35 - 50°, наоборот, с удалением от силла к северо-западу они выглаживаются до 8 - 10°.

На северо-востоке Томь-Усинского и юго-западе Мрасского района углы падения пород также увеличиваются до 30 - 40°, в соответствии с этим меняется и видимая ширина зоны Западного моноклинала в плане. Наибольшая ширина его (15 км) наблюдается в центральной части Томь-Усинского района, где моноклинал характеризуется в основном пологим (от 8 до 15°) северо-западным падением слоев и осложнен небольшим числом очень пологих флексуобразных складок, надвигами и взбросами. Характерно, что все флексуры имеют небольшие размеры и быстро затухают по простиранию.

Из дизъюнктивных форм тектоники внутри Западного моноклинала установлены надвиги и взбросы; наиболее развиты и чаще встречаются надвиги, особенно у северо-восточной границы района, придавая всей толще чешуйчатое строение. Плоскость сместителей большинства надвигов имеет согласное с падением толщи направление падения и пересекает пласты угля под небольшим углом. В плане плоскости сместителей изогнуты, выпуклость ориентирована на юго-запад. Наиболее крупное по амплитуде смещения крыльев (вертикальная амплитуда 250 - 270 м) нарушение типа надвига на площади моноклинала выявлено в северо-восточной части Томь-Усинского района. Вертикальная амплитуда мелких нарушений не превышает 25 - 70 м.

Нарушения типа взбросов секут продуктивные отложения под острым углом к их простиранию. Падение сместителей на северо-запад крутое 55 - 65°. Большинство разрывов быстро затухает на глубину и по простиранию. Крупные и средние дизъюнктивы сопровождаются серией однотипных мелких разрывов.

Иное строение имеет вторая тектоническая зона района, примыкающая с юго-восточной стороны к Западному моноклинали. Эта зона характеризуется сложными, хорошо выраженными линейными неширокими структурами, которые на значительной площади района протягиваются параллельно друг другу. Крылья складок крутые. Так, Пихтовая синклиналь, расположенная между соседними двумя антиклиналями - Сыркашевской и Корайской - асимметрична. Северо-западное крыло падает под углом 70 - 80°, а на некотором протяжении поставлено на голову.

Дальше на юго-восток установлены еще две асимметричные синклинали, крылья складок которых разорваны крупными и мелкими нарушениями, имеющими характер взбросов или надвигов. Вертикальная амплитуда наиболее крупного нарушения до 600 - 700 м. Плоскость сместителя имеет крутое падение на восток. В северной половине района продуктивная толща второй зоны претерпевала северо-восточное продольное перемещение, в результате чего отдельные пласты в замковой части складок поднялись по вертикали на 200 - 250 м. Сместителя мелких нарушений имеют как восточное, так и западное направление падения. В пределах этой зоны складки характеризуются изгибами их продольных осей в вертикальном разрезе, что обусловило возникновение ряда брахиструктур.

Весьма возможно, что образование полосы интенсивной и характерной складчатости происходило вследствие встречи двух противоположно направленных давлений - со стороны Салаирского поднятия, которое оказалось здесь, по-видимому, более ослабленным, и со стороны Кузнецкого Алатау.

С восточной стороны второй тектонической зоны протягивается третья тектоническая зона с менее развитыми неглубокими, преимущественно широкими складками. Часть складок характеризуется короткими продольными осями. Еще дальше на юго-восток в нижних горизонтах складки затухают. Характерной особенностью складок этой зоны является их асимметричность: восточные крылья антиклиналей пологие, западные - обычно крутые, а местами опрокинутые. Почти всюду плоскости сместителей падают на юго-восток. Подобные пликативные и дизъюнктивные дислокации в пределах третьей зоны могли возникнуть лишь при движении масс с востока на запад, т. е. со стороны Кузнецкого Алатау.

В пределах второй и третьей тектонических зон между отдельными нарушениями образовались ложные грабены.

Четвертая тектоническая зона приурочена к полосе развития нижнекаменноугольных отложений, в которой степень дислоцированности осадков вновь резко уменьшается. Здесь имеется по существу один моноклинал, усложненный небольшими флексуорообразными перегибами с пологим северо-западным падением.

### **3.2.2. Описание угольных пластов.**

Пласт 21 был ранее изучен наиболее полно и уже отрабатывается разрезом «Ольжерасский» и шахтой «Ольжерасская-Новая». Пласты 21, 20вп, 20вп+20сп, 20сп, 20нп, 19, 19-18вп были вскрыты при геологическом изучении соседнего участка недр «Северо-Ольжерасский» («Шахта Распадская - 2 верх»), но не отрабатываются на нем. Пласт 19 -18вп (19) отрабатывается разрезом «Ольжерасский».

Пласты 29, 28, 27, 26, 25, 24, 23, 22 ранее были описаны только в отчете «Участки Распадские VI-VII-VIII и IX-X-XI» за 1959 год, при этом они были вскрыты не на всей площади участка «Разведочный» (только до горизонта  $\pm 0$ ) и с небольшим количеством подсечений.

Верхние пласты 30,31,32,32вп,32нп,33, а так же пачки и тонкие пласты 27вп,27нп, 26вп, 26нп, 26а, 26б, 25а, 24а, 24вп, 24нп, 23вп, 23нп, 20а описываются впервые.

Угольные пласты месторождения представляют три классификационные группы пластов по мощности:

- тонкие (0,71 -1,20 м)- 20а, 20нп, 20сп, 20вп, 22, 23вп, 23нп, 24а, 24вп, 25, 25а, 26б, 26а, 26нп, 27нп, 29нп, 29вп, 32нп;
- средней мощности (1,21 – 3,5 м) – 20вп+20сп, 23, 24нп, 24, 26вп, 26, 27вп, 27, 28вп, 28нп, 30, 31, 32вп, 33;
- мощные (3,51 – 15 м) – 19,19-18вп,21,32.

По устойчивости, мощности и выдержанности строения пласты делятся на следующие группы:

- выдержанные – 21;
- относительно выдержанные – 19, 22;
- невыдержанные – 19-18вп, 20а, 20нп, 20сп, 20вп, 23вп, 23нп, 24а, 24вп, 25, 25а, 26б, 26а, 26нп, 27нп, 29нп, 29вп, 32нп, 20вп+20сп, 23, 24нп, 24, 26вп, 26, 27вп, 27, 28вп, 28нп, 30, 31, 32вп, 33, 32.

Простое и умеренно сложное (1-2 породных прослоя) строение имеют только несколько тонких пластов – 22, 24а, 25, 26нп, 26а, 26б. Все остальные пласты имеют сложное и очень сложное строение содержат от 3 до 15 породных прослоев. Разделяющими прослоями в углях, как правило, являются алевролиты мелкозернистые и крупнозернистые, углистые породы (алевролиты углистые и алевролиты мелкозернистые углистые), редко песчаники и минерализованные включения.

Главной особенностью угленосной толщи участка «Разведочный» является неустойчивое положение многих пластов в стратиграфическом разрезе, частое расщепление пластов, а так же резкое изменение мощности некоторых.

Определение содержания токсичных элементов (мышьяк, ртуть, хлор, фтор, селен, кадмий) и попутных полезных ископаемых (галлий, германий) проводилось по пробам из разведочных скважин участка «Разведочный».

Результаты исследований показали, что содержание токсичных элементов в углях незначительное и не превышает их фоновых значений.

Из попутных полезных ископаемых качественным методом определялись галлий и германий. Содержание галлия, германия в углях не представляет промышленного интереса.

Так же был выполнен спектральный анализ по 326 пробам, который не только подтверждает достоверность химических анализов, но и указывает на отсутствие в углях высоких концентраций токсичных и вредных элементов-примесей.

Дополнительно к выше перечисленным исследованиям в научных лабораториях «Томского политехнического университета» было проведено комплексное эколого-геохимическое изучение содержания редких, рассеянных и токсичных элементов-примесей в углях и углевмещающих породах. Были изучены 174 пробы угля и углевмещающих пород участка «Разведочный» (табл.3.1.)

Исследования показали, что в целом изученные угли характеризуются рядовыми содержаниями большинства элементов-примесей. Промышленно значимых и экологически опасных концентраций исследованных элементов-примесей в углях не

установлено. Вместе с тем, для ряда угольных пластов характерно повышенные по сравнению со средними оценками для углей мира содержания Rb, Cs, Sc, Co, Cr, Ba, Sr, лантаноидов, Hf, Th, U, и Au. Пересчет содержаний на золу показывает, что промышленного значения эти повышенные содержания не имеют. Тем не менее, следует обратить внимание на аномальную зольность углей пластов 26 и 27, в пересчете на золу содержащих 0,14 и 0,15 г/т золота в среднем на пласт. Так как на значительной части участка «Разведочный» юрские отложения выходят на поверхность, был рассмотрен вопрос об их целевом использовании в строительстве и отсыпке дорог. По результатам физико-механических испытаний щебня, проведенных ОАО «Западно-Сибирским испытательным центром», юрские конгломераты непригодны для промышленного применения, так как не проходят испытания по основному показателю - морозостойкости (ГОСТ 8269-97).

Таблица 3.1

*Виды, методика, исполнители и объемы аналитических работ*

| Вид исследований                                               | Категория анализа, нормативно техническая документация | Исполнитель                                                         | Объем работ |
|----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|-------------|
| Инструментальный нейтронно-активационный анализ на 27 элемента | НСАМ, ВИМС, 1992 III категория                         | Лаборатория «Ядерно-физических методов исследования», ТПУ, г. Томск | 174         |
| Определение зольности из навески 1 г                           | ГОСТ 11022-90                                          | Лаборатория «Химия твердого топлива», ТПУ, г. Томск                 | 80          |
| Пробоподготовка                                                | -                                                      | Лаборатория «Ядерно-физических методов исследования», ТПУ, г. Томск | 174         |

### 3.3. Гидрогеологическая и инженерно-геологическая характеристика.

В гидрогеологическом отношении описываемый район относится к Кузнецкому надартезианскому бассейну, который представляет собой область аккумуляции атмосферных осадков, стока и частичного транзита в зоне замедленного водообмена.

Краткие сведения по гидрогеологии, определяющие водообильность пород объекта: состав и физические свойства водосодержащих пород, глубина их залегания, мощность, положение относительно местного базиса эрозии и полезного ископаемого, связь водоносных горизонтов между собой, водообильность, коэффициенты фильтрации, величина напоров, химический и бактериологический состав подземных и поверхностных вод, ожидаемые притоки воды в горные выработки.

Таблица 3.2

Литологический состав и угленосность в стратиграфическом разрезе участка «Разведочный»

| Свиты                                     | Общая<br>мощность<br>свиты<br>от – до<br><hr/> средняя | Содержания литотипов в м и (%)<br>от – до / среднее (%) |                                  |                                   |                              |                                | Кол-во<br>рабочих<br>пластов<br>угля | Рабочая<br>угленосно<br>сть <u>от - до,</u><br><u>м</u><br>средн. (%) |
|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|
|                                           |                                                        | Конгломерат                                             | Песчаник                         | Алевролит                         | Углистые<br>породы           | Угли                           |                                      |                                                                       |
| 1                                         | 2                                                      | 3                                                       | 4                                | 5                                 | 6                            | 7                              | 8                                    | 9                                                                     |
| Тарбаганская<br>серия (J <sub>1</sub> tr) | $\frac{7.0-289.0}{120.0}$                              | $\frac{3.0-232.0}{78(64.8)}$                            | $\frac{2.0-80.0}{14 (12.3)}$     | $\frac{8.0-97.0}{26.0(21.3)}$     | $\frac{0.5-4.0}{0.65 (0.5)}$ | $\frac{0.25-0.90}{0.15 (0.1)}$ | -                                    | -                                                                     |
| Тайлуганская (P <sub>3</sub> tl)          | $\frac{5.0-169.0}{80.8}$                               | -                                                       | $\frac{1.0-76.0}{33.7 (41.7)}$   | $\frac{2.0-76.0}{38.1 (47.0)}$    | $\frac{1.0-6.0}{3.0 (3.8)}$  | $\frac{1.8-11.1}{6,0 (7.5)}$   | $\frac{1 - 4}{2}$                    | $\frac{1.8-11.1}{6,0(7,5)}$                                           |
| Грамотеинская (P <sub>3</sub> gr)         | $\frac{39.0-406.0}{242,0}$                             | $\frac{1.0-7.0}{0.20 (0.1)}$                            | $\frac{16.0-171.0}{77.5 (32.0)}$ | $\frac{32.0-262.0}{138.3 (57.1)}$ | $\frac{2.0-18.0}{5.8 (2.5)}$ | $\frac{7.25-35,2}{20.2 (8.3)}$ | $\frac{1 - 10}{5}$                   | $\frac{7.25-30.2}{18.0(7.4)}$                                         |
| Ленинская (P <sub>2-3</sub> ln)           | $\frac{3.5-10.25}{6.0}$                                | _____                                                   | _____                            | _____                             | _____                        | _____                          | $\frac{1}{1}$                        | $\frac{3.5-10.25}{6.0(100.0)}$                                        |

## 4. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

### 4.1. Геологические задачи и методы их решения

По сложности геологического строения рассматриваемый участок соответствует второй группе по «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых».

В соответствии с «Положением о порядке проведения геологоразведочных работ по этапам и стадиям» (Москва, 1999 г.) объектом геологического изучения при разведочных работах является участок недр в виде горного отвода, закрепленный лицензией. При этом рекомендуется получить оптимальное соотношение запасов высоких категорий разведанности исходных геологических материалов для составления проекта строительства горнодобывающего предприятия. ГКЗ рекомендует получение запасов категорий А и В, в основном, в границах первоочередной отработки на первые 15 лет. Запас на нижележащих горизонтах и флангах шахтного поля могут быть менее изучены и оценены в основном по категории С<sub>1</sub> и даже по категории С<sub>2</sub>.

Согласно «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых» (М, 2009) запасы категории А и В выделяются при условии подтверждения мощности и строения тел полезных ископаемых скважинами и горными выработками, расположенными на разведочной сети.

Согласно рекомендаций ГКЗ, при пологом залегании угольных пластов, разведочные скважины располагаются по квадратной или прямоугольной сети, ориентированной вкрест простирания основных пликтивных структур.

По опыту разведки на участках «Распадских VI-XI» (детальная разведка) непосредственно примыкающих на юго-востоке к участку «Разведочный», расстояния между разведочными линиями составляет 250-300 м, между скважинами на линиях 150-200 м.

В границах первоочередной отработки запасов углей до гор.  $\pm 0$ , в проекте определяется следующая плотность разведочной сети:

- Расстояния между разведочными линиями 350 м;
- Расстояния между скважинами на линиях 350 м, что даёт возможность при наличии осложняющих факторов сгустить сеть, т.е. расстояния между скважинами на линиях сократить до 150-175 м. Это отвечает рекомендациям ГКЗ о плотности разведочной сети для месторождений 2-ой группы сложности с относительно выдержанными пластами, для выделения запасов высоких категорий, а именно:
- Расстояния между разведочными линиями 300 - 400м;

- Расстояния между скважинами на линиях 150 - 250 м.

По каждому пластопересечению будут отбираться пластово-дифференциальные пробы на изучение качества и технологических свойств углей. Работы будут выполняться в объеме, достаточном для определения природных разновидностей и технологических свойств углей и схемы их потребления и переработки. Предполагается предварительно оценить природную газоносность угольных пластов методом прямого определения керна-газонаборниками и методом КИИ. По всем пробуренным скважинам будет проведен принятый для угольных месторождений комплекс геофизических исследований (ГИС), кроме того, предусматривается определение физико-механических свойств вмещающих пород по материалам ГИС.

Для определения гидрогеологических условий отработки запасов углей проектируется проведения комплекса гидрогеологических работ.

#### **4.2. Опробование на газоносность**

Опробование угольных пластов в скважинах будет проводиться на изучение природной газоносности угольных пластов в соответствии с «Инструкцией по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород ...» (М. 1977) методом прямого определения кернагазонаборниками типа КГН-3-70/76, работающие на принципах улавливания газа в колокол.

Для изучения гидродинамических характеристик в скважинах предусматриваются испытания угольных пластов и вмещающих пород пластоиспытателями КИИ-65.

Работы будет проводить ЗАО «Метан-Кузбасса», г. Ленинск-Кузнецкий, по договору.

#### **4.3. Буровые работы**

Все скважины будут пересекать при своей проходке целевой угольный пласт 21. Бурение скважин проектируется на 11 разведочных линиях: профиль XVIII, XIX-р, XX-р, XX-XXI-р, XXI-р, XXI-XXII-р, XIX-XX-р, XXII-р, XXIII, XXIII-р, XXIV. Всего проектируется пробурить 18 разведочных скважин общим объемом 4066 м.

Все проектируемые скважины вертикальные. В таблице 4.1. приводится перечень проектируемых скважин по разведочным линиям.

Бурение будет производиться передвижными буровыми установками УКБ-5, на базе станка СКБ-5. Данные установки предназначены для колонкового бурения скважин снарядом ССК-76 с применением алмазного и твердосплавного п.р.и. Техническая вода на скважины будет подаваться из ближайших водотоков по временным водоводам «береговыми» насосными установками или водовозками на базе а/м Урал 4320.

Таблица 4.1

*Перечень проектируемых скважин*

| Участок №<br>профилей | №№<br>скважин | Проектная<br>глубина | Назначение<br>скважин | Угол<br>наклона |
|-----------------------|---------------|----------------------|-----------------------|-----------------|
| 1                     | 2             | 3                    | 4                     | 5               |
| XVIII                 | 1             | 200                  | разведочные           | 90              |
| XIX-р                 | 2             | 200                  | разведочные           | 90              |
| XIX-XX-р              | 4             | 190                  | разведочные           | 90              |
| XIX-XX-р              | 3             | 230                  | разведочные           | 90              |
| XX-р                  | 5             | 360                  | разведочные           | 90              |
| XX -р                 | 7             | 250                  | разведочные           | 90              |
| XX-XXI-р              | 8             | 250                  | разведочные           | 90              |
| XX-XXI-р              | 9             | 200                  | разведочные           | 90              |
| XXI-р                 | 10            | 150                  | разведочные           | 90              |
| XXI-р                 | 11            | 100                  | разведочные           | 90              |
| XXI-XXII-р            | 12            | 250                  | разведочные           | 90              |
| XXI-XXII-р            | 13            | 210                  | разведочные           | 90              |
| XX-р                  | 6             | 360                  | разведочные           | 90              |
| XXII-р                | 14            | 265                  | разведочные           | 90              |
| XXIII                 | 15            | 260                  | разведочные           | 90              |
| XXIII-р               | 17            | 200                  | разведочные           | 90              |
| XXIV                  | 18            | 220                  | разведочные           | 90              |
| XXIII-XXIV            | 16            | 170                  | разведочные           | 90              |
| ИТОГО:                |               | 4065                 |                       |                 |

**Геолого-технические условия бурения**

Для бурения скважин первоначально необходимо определить основные физико-механические свойства горных пород и полезного ископаемого, слагающих геологический разрез. А также дать оценку всех пород с точки зрения трудности в качестве получения качественных проб керна и выяснить категории горных пород по буримости. Эти сведения необходимы для выбора конструкции скважины, бурового оборудования, породоразрушающего инструмента и т.д.

В таблице 4.2. приводятся физико-механические свойства горных пород.

В интервале от 0 до 3 метров, где залегают неустойчивые рыхлые суглинки, в интервале от 13 до 18 метров залегает слабый угольный пласт. Принято решение обсадить интервал от 0 до 25 м трубами  $\varnothing$  89 мм, так как в данном интервале находятся неустойчивые рыхлые суглинки и слабый угольный пласт которые вызовут осложнения при дальнейшем бурении скважины. Разбурку интервала от 0 до 25 м планируется осуществить шарошечным долотом  $\varnothing$  93 мм.

Таблица 4.2

## Физико-механические свойства горных пород

| Мощность, м |     |       | Наименование горных пород,<br>краткая характеристика | Угол<br>падения,<br>град. | Выход керна,<br>% |      |
|-------------|-----|-------|------------------------------------------------------|---------------------------|-------------------|------|
| от          | до  | всего |                                                      |                           | план              | факт |
| 0           | 3   | 3     | Суглинки                                             | В среднем 5 град.         | 0                 | 0    |
| 3           | 13  | 10    | Конгломерат                                          |                           | 0                 | 0    |
| 13          | 18  | 5     | Уголь (пл. 29) слабый                                |                           | 0                 | 0    |
| 18          | 52  | 34    | Конгломерат                                          |                           | 95                | 100  |
| 52          | 66  | 14    | Алеврит мелкозернистый                               |                           | 90                | 100  |
| 66          | 73  | 26    | Уголь (пл. 28)                                       |                           | 80                | 80   |
| 73          | 87  | 14    | Алеврит мелкозернистый                               |                           | 90                | 100  |
| 87          | 133 | 46    | Песчаник                                             |                           | 100               | 100  |
| 133         | 139 | 6     | Уголь (пл. 27)                                       |                           | 80                | 80   |
| 139         | 141 | 2     | Песчаник                                             |                           | 100               | 100  |
| 141         | 144 | 3     | Уголь (пл. 26)                                       |                           | 80                | 80   |
| 144         | 153 | 9     | Песчаник                                             |                           | 100               | 100  |
| 153         | 154 | 1     | Уголь (пл. 25)                                       |                           | 80                | 80   |
| 154         | 159 | 5     | Переслаивание алеврита с<br>песчаником               |                           | 90                | 90   |
| 159         | 163 | 4     | Уголь (пл. 24)                                       |                           | 80                | 80   |
| 163         | 170 | 7     | Переслаивание алеврита с<br>песчаником               |                           | 90                | 90   |
| 170         | 174 | 4     | Уголь (пл. 23)                                       |                           | 80                | 80   |
| 174         | 183 | 9     | Песчаник                                             |                           | 100               | 100  |
| 183         | 184 | 1     | Уголь (пл. 22)                                       |                           | 80                | 80   |
| 184         | 204 | 20    | Алеврит крупнозернистый                              |                           | 95                | 95   |
| 204         | 251 | 47    | Песчаник                                             |                           | 100               | 100  |
| 251         | 262 | 11    | Алеврит мелкозернистый                               |                           | 100               | 100  |
| 262         | 270 | 8     | Уголь (пл. 21)                                       |                           | 90                | 90   |
| 270         | 285 | 15    | Алеврит мелкозернистый                               |                           | 90                | 100  |

## Основные характеристики горных пород в геологическом разрезе

## Характеристика горных пород по твердости и буримости

Категории пород по буримости на данном участке заранее известны из данных полученных при бурении в более ранние сроки. Поэтому не имеет смысла рассчитывать категорию по буримости снова.

Таблица 4.3

## Характеристика горных пород проектного разреза

| Мощность, м. |    |       | Наименование горных пород, краткая<br>характеристика | Категория по<br>буримости |
|--------------|----|-------|------------------------------------------------------|---------------------------|
| от           | до | всего |                                                      |                           |
| 1            | 2  | 3     | 4                                                    | 5                         |
| 0            | 3  | 3     | Суглинки                                             | II                        |
| 3            | 13 | 10    | Конгломерат                                          | IX                        |
| 13           | 18 | 5     | Уголь (пл. 29) слабый                                | III                       |
| 18           | 52 | 34    | Конгломерат                                          | IX                        |
| 52           | 66 | 14    | Алеврит мелкозернистый                               | V                         |

|    |     |    |                          |    |
|----|-----|----|--------------------------|----|
| 66 | 73  | 26 | Уголь (пл. 28)           | IV |
| 73 | 87  | 14 | Алевролит мелкозернистый | V  |
| 87 | 133 | 46 | Песчаник                 | IX |

Продолжение таблицы 4.3

| 1   | 2   | 3  | 4                                     | 5   |
|-----|-----|----|---------------------------------------|-----|
| 133 | 139 | 6  | Уголь (пл. 27)                        | IV  |
| 139 | 141 | 2  | Песчаник                              | IX  |
| 141 | 144 | 3  | Уголь (пл. 26)                        | IV  |
| 144 | 153 | 9  | Песчаник                              | IX  |
| 153 | 154 | 1  | Уголь (пл. 25)                        | IV  |
| 154 | 159 | 5  | Переслаивание алевролита с песчаником | VII |
| 159 | 163 | 4  | Уголь (пл. 24)                        | IV  |
| 163 | 170 | 7  | Переслаивание алевролита с песчаником | VII |
| 170 | 174 | 4  | Уголь (пл. 23)                        | IV  |
| 174 | 183 | 9  | Песчаник                              | IX  |
| 183 | 184 | 1  | Уголь (пл. 22)                        | IV  |
| 184 | 204 | 20 | Алевролит крупнозернистый             | V   |
| 204 | 251 | 47 | Песчаник                              | IX  |
| 251 | 262 | 11 | Алевролит мелкозернистый              | V   |
| 262 | 270 | 8  | Уголь (пл. 21)                        | IV  |
| 270 | 285 | 15 | Алевролит мелкозернистый              | V   |

### Степень устойчивости горных пород

При изучении характеристик пород по твердости и буримости было выяснено следующее:

1) на данном участке присутствуют породы по степени устойчивости – устойчивые, среднеустойчивые, малоустойчивые, неустойчивые;

2) по характеристикам устойчивости – легко разрушаемые и размываемые, легко разрушаемые и растворимые, разрушаемые гидродинамическими нагрузками и вибрациями снаряда, практически не разрушаемые гидродинамическими нагрузками и вибрациями бурового снаряда;

3) по горнотехническим характеристикам пород – рыхлые, сыпучие, плавучие, I – II категории по буримости, малой твердости, хрупкие и высокопластичные, III – V категорий по буримости, различной степени трещиноватости, перемежающиеся по твердости IV – VIII категорий по буримости, монолитные и слаботрещиноватые, IX – XII категории по буримости.

### Степень трещиноватости пород

Оценивая горнотехнические характеристики пород на данном участке, а также ориентировочный выход керна, был сделан вывод, что представленные породы по степени трещиноватости относятся к категориям сильнотрещиноватым, трещиноватым и монолитным.

Удельная кусковатость керна у сильнотрещиноватых колеблется в пределах от 31 до 50 штук на метр керна, у трещиноватых от 11 до 30 штук, а у монолитных 1,5 штуки соответственно.

#### **4.3.1. Способ бурения. Разработка типовой конструкции скважин.**

Согласно ГТН предусматривается бурение скважины по породам II - IX категорий по буримости с отбором керна. Данная скважина бурится с целью подсечения угольного пласта № 21, а также отбора из него представительных керновых проб. Из основных способов бурения будет выбран вращательный колонковый способ. Скважина бурится на глубину (285 м) с отбором керна.

Бурение скважины будет осуществляться с использованием бурового снаряда со съемными керноприемником (ССК)  $\varnothing 76$  мм. Вращательное колонковое бурение с алмазными коронками будет осуществляться с отбором керна в интервале от 25 до 285 метров. Первые 25 метров бурение будет произведено шарошечным долотом  $\varnothing 93$  мм и обсажена трубами  $\varnothing 89$  мм так, в данном интервале находится горизонт неустойчивых пород (суглинки), а также слабый угольный пласт (№ 29).

#### **4.3.2. Проектирование конструкции скважины**

Под конструкцией скважины понимается ее устройства, в которой указывается ее начальный, промежуточный и конечный диаметры по интервалам бурения, диаметр колонны обсадных труб и глубина их спуска, интервалы тампонирующего затрубного пространства.

#### **Определение интервалов осложнений и выбор мероприятий по их предупреждению.**

1) В интервале от 0 до 3 м находится горизонт суглинков, следовательно, возможен размыв устья скважины.

2) От 13 до 18 м находится слабых угольный пласт, поэтому вероятно вытекание угольной пульпы в ствол скважины, и как следствие прихват бурового инструмента.

В связи с этим предполагается:

- 1) обсадить интервал от 0 до 25 м трубами диаметром 89 мм;
- 2) при бурении скважины применять буровые растворы с полимерными добавками для предотвращения возможного обваливания стенок скважины и перебурирования нижележащих угольных пластов.

#### **4.3.3. Типы осложнений в скважинах**

##### **Образование каверн**

Образование каверн - разновидность нарушений целостности стенок скважин. Этот вид нарушений приводит к резкому изменению конфигурации ствола и является одной из

первостепенных причин осложненности бурения, так как влияет на весь дальнейший ход буровых работ.

### **Сужения ствола**

Сужения ствола скважины происходят в результате образования толстых корок. Такие сужения в основном приурочены к разрезам высокопроницаемых пород, интенсивно поглощающих жидкую фазу раствора, вследствие чего и происходит отложение твердой фазы раствора на стенки скважин.

### **Вытекание**

Вытекание - один из видов пластической деформации стенок скважин, возникающий вследствие значительного повышения пластичности, снижения прочности пород, увлажнения термомеханического воздействия (колебаний противодавления и температуры массива).

В первоначальный момент скорость вытекания нарастает медленно, но с увеличением времени нахождения ствола в незакрепленном состоянии скорость возрастает. Проработка ствола при вытекании трудоемка и длительна; скорость проработки непостоянна и может меняться в широких пределах в зависимости от интенсивности вытекания и размеров сужения.

### **Осыпание**

Осыпание - процесс хрупкого разрушения горных пород в скважине, характеризующийся увеличением количества шлама, выносимого из скважины.

При отсутствии активных мер борьбы осыпания происходят на протяжении всего периода бурения в необсаженном стволе в результате постоянного или периодического отваливания отдельных кусков породы. Осыпи приводят к образованию зазубренностей и каверн, к обвалам, обрушениям и другим осложнениям. Слабые осыпи трудно зафиксировать визуально; в этом случае на их наличие может указать кавернометрическое исследование ствола, в связи с чем снятие кавернограмм приобретает важное значение. Сильные осыпи регистрируются как визуально, так и приборами; в частности, об их наличии свидетельствуют: интенсивный рост вязкости промывочной жидкости и содержания в ней шлама; пробкообразования; образование сальников на колонковом наборе и коронке; поршневой эффект и перелив жидкости при подъеме снаряда; необходимость частых промывок и проработок скважины; повышение давления на буровом насосе.

### **Обваливание**

Обваливание - объемный, в основном скоротечный, процесс хрупкого разрушения, протекающий в более крупных масштабах, чем осыпание.

При обвалах происходит обильный вынос шлама в виде осколков, большего по объему, чем объем пробуренного интервала. Обвалу способствует ползучесть горных пород и предварительное поверхностное осыпание. Обвалы могут иметь как единичный внезапный, так и непрерывный характер в зависимости от структуры, физико-химических и механических свойств пород. В отличие от осыпей, которые имеют местный (поверхностный) характер разрушения, обвалам присущи глубокие объемные разрушения ствола. Характерные признаки обвалов: резкое повышение давления на буровых насосах и потеря циркуляции; небольшая скорость проработки ствола; неожиданный и тяжелый прихват бурильных и обсадных труб.

#### **4.3.4. Обоснование и выбор диаметров скважины и колонн обсадных труб на различных интервалах**

##### **Определение конечного диаметра скважин**

Определение минимально допустимого диаметра керна  $d_{kmin}$  для конкретного вида полезного ископаемого.

На данном участке залегают два разных по крепости пласта угля. Один пласт твердый, второй средней твердости. Рекомендуемый минимальный диаметр керна для угля средней твердости составляет 32 мм, а для твердого угля 28 мм.

Определение минимально возможного диаметра коронки  $D_{bmin}$  необходимого для получения минимально допустимого диаметра керна  $d_{kmin}$  производим по формуле:

$$D_{bmin} = d_{kmin} + \Delta, \quad (4.1)$$

где:  $\Delta$  – уменьшение диаметра керна в зависимости от категории горной породы по буримости - f.

Параметр  $\Delta$  определяется по формуле:

**Для твердого угля:**

$$\Delta = 20 - 8 \ln f = 20 - 8 \ln(5) = 7,1; \quad (4.2)$$

$$D_{bmin} = 28 + 7,1 = 35,1 \text{ мм.}$$

**Для угля средней твердости:**

$$\Delta = 20 - 8 \ln f = 20 - 8 \ln(4) = 8,9;$$

$$D_{bmin} = 32 + 8,9 = 40,9 \text{ мм.}$$

Определение минимально возможного диаметра скважины  $D_{cmin}$  по типу используемой геофизической или другой скважинной аппаратуры.

$$D_{cmin} > (1,03-1,05)D_a, \quad (4.3)$$

где:  $D_a$  – диаметр применяемой аппаратуры (в данном случае инклинометр ИГ-70).

$$D_{cmin} = 1,05 * 70 = 73,5 \text{ мм.}$$

Минимально допустимый диаметр скважины ( $D_{\text{сmin}}$ ) будет зависеть от минимально возможного внутреннего диаметра коронки ( $D_{\text{вmin}}$ ), т.е.  $D_{\text{сmin}} > D_{\text{вmin}}$  и от типа бурового снаряда.

Исходя из заданных геолого-технических условий выбираем вращательное колонковое бурение, исходя из типа породоразрушающего инструмента – алмазное колонковое бурение.

Для повышения производительности предполагается применять снаряд со съёмным кернаприемником ССК-76. Возможность извлечения кернаприемника без подъема колонны бурильных труб позволяет не только увеличить выход керна, но и значительно сократить затраты времени на непроизводительные спуско-подъемные операции. Несмотря на высокую стоимость снаряда ССК его применение целесообразно.

Исходными данными для построения проектной конструкции разведочной скважины являются: глубина и угол залегания полезного ископаемого, физико-механические свойства и горно-геологические условия залегания пород, выбранный способ бурения. При бурении разведочных скважин на твердые полезные ископаемые конечный диаметр бурения определяется представительностью кернавой пробы и размерами скважинного геофизического оборудования. В практике разведочного бурения на уголь, получение представительных проб обеспечивается при применении минимальных размеров породоразрушающих инструментов при бурении алмазными коронками – 76-93 мм. Конечный диаметр скважины принимаем равным 76 мм. Для решения нашей задачи применяем снаряд ССК-76 и алмазную коронку с импрегнированным слоем 23ИЗ, алмазный расширитель РСА 23П. Технические характеристики приведены в таблицах (4.4 и 4.5.)

Таблица 4.4

Технические характеристики алмазной коронки 23ИЗ

|                              |                                                                   |
|------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Тип:                         | Однослойная буровая коронка 23ИЗ                                  |
| Алмазы:                      | Синтетические                                                     |
| Диаметр:                     | 59.6; 75.3; 95.6; 122                                             |
| Категория буримости:         | VIII - IX                                                         |
| Характеристика горных пород: | Средне-твердые, твердые, слабо-абразивные и частично трещиноватые |
| Виды бурения:                | Керновое с комплексом ССК                                         |

Таблица 4.5

Технические характеристики алмазной коронки 23ИЗ

|                              |                                                         |
|------------------------------|---------------------------------------------------------|
| Тип:                         | Алмазный расширитель РСА 23П                            |
| Диаметр:                     | 60; 75.7; 96                                            |
| Категория буримости:         | VII – XII                                               |
| Характеристика горных пород: | Твердые, очень твердые, среднеабразивные и трещиноватые |

#### **4.3.5. Обоснование и выбор диаметров скважины и обсадных труб по интервалам бурения**

Под конструкцией скважины понимается схема ее устройства, в которой указывается начальный, промежуточный и конечный диаметры по интервалам бурения, диаметр колонн обсадных труб и глубина их спуска, пространственное положение (искривление, зенитные углы по глубине скважины).

В интервале от 0 до 3 метров возможен размыв устья скважины, набухание и обрушение стенок. В интервале от 13 до 18 м залегает слабый угольный пласт. В связи с этим рационально будет обсадить интервал от 0 до 25 метров трубами диаметром 89 мм.

Бурение скважин будет производиться следующим способом: в интервале от 0 до 25 м бурение осуществляется шарошечным долотом  $\varnothing 93$  мм и буровым снарядом ССК-76. Так как во время прохождения данного горизонта и после его прохождения будет иметь место обваливание стенок скважины, то данный интервал необходимо обсадить трубами  $\varnothing 89$  мм. Далее производим бурение до глубины 285 м снарядом ССК-76, применяя полимерный буровой раствор на основе полиакриамида (ПАА). В результате использования данных реагентов улучшается устойчивость ствола скважины в трещиноватых породах, понижается величина фильтрации раствора в околоскважинное пространство, формируется тонкая полимерная пленка с низкой проницаемостью. Тем самым, представляется возможность, предотвратить или максимально минимизировать поглощение промывочной жидкости по всей длине ствола скважины и как следствие избежать осложнений при бурении скважины.

#### **4.3.6. Построение профиля скважины**

Скважина забуривается вертикально, т.е.  $\eta = 90$ .

#### **4.3.7. Выбор буровой установки и бурового инструмента**

Выбор современного бурового оборудования производится на основании решаемой геологической задачи, геолого-технических условий бурения скважин, способа бурения, конструкции скважин и разработанных режимов бурения.

Буровые установки выпускаются полностью укомплектованные оборудованием: буровой станок, буровой насос, буровое здание, буровая вышка, трубооборот, силовое оборудование, комплекс контрольно-измерительной аппаратуры. Поэтому в большинстве случаев достаточно принять установку в целом.

Выбор буровой установки и бурильных труб является одной из основных задач при разработке курсового проекта. В соответствии с глубиной (285 м) и разработанной

конструкцией скважины, необходимо показать соответствие диаметров труб и их соединений диаметру скважины (76 мм).

Для бурения данных скважин будем использовать буровую установку УКБ-5П. Буровая установка предназначена для бурения вертикальных и наклонных (90 – 60°) геологоразведочных скважин на твёрдые полезные ископаемые глубиной до 800 м алмазными коронками и шарошечными долотами. В комплект передвижной буровой установки УКБ-5П входят:

- буровой станок СКБ-5
- труборазворот РТ-1200
- насос НБ4-320/63
- контрольно-измерительная аппаратура Курс-411
- мачта с комплектом грузоподъёмных приспособлений БМТ-5
- передвижное буровое здание ПБЗ-5
- транспортная база ТБ-15

Буровое здание оснащено комплексом оборудования, обеспечивающим комфортные условия работы обслуживающему персоналу. Полезная площадь здания 23 м<sup>2</sup>. Система обогрева помещения – электрическая. Автономная система водоснабжения включает бак, насос, водонагреватель.

Техническая характеристика буровой установки УКБ-5П приведена в таблице 4.6.

Таблица 4.6

Техническая характеристика буровой установки УКБ-5П

| Параметры                                 | УКБ-5П                                    |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------|
| 1                                         | 2                                         |
| Угол бурения к горизонту, градус          | 90-60                                     |
| Тип вращателя                             | шпиндельный                               |
| Диаметр проходного отверстия шпинделя, мм | 75                                        |
| Диаметр бурильных труб, мм                | 68;54;50;42                               |
| Механизм подачи                           | Поршневой гидравлический с автоперехватом |
| Длина хода подачи, мм                     | 500                                       |
| Максимальное усилие подачи, кН:           | Вверх 65<br>Вниз 85                       |
| Грузоподъёмность лебёдки, кН              | 35                                        |
| Мачта                                     | трубчатая                                 |
| Грузоподъёмность, кН                      | Номинальная 50<br>Максимальная 80         |
| Высота мачты в рабочем положении, м       | 19,0                                      |
| Длина свечи, м                            | 13,5                                      |
| Тип электродвигателя                      | АО2-31-4                                  |
| Мощность приводного двигателя станка, кВт | 30                                        |
| Суммарная установленная мощность, кВт     | 98                                        |
| Габариты, мм:                             |                                           |
| Станка                                    | 1905 x1000 x1925                          |
| Передвижного здания                       | 7500 x3200 x2550                          |
| Установки в рабочем положении             | 10700 x4600 x19100                        |

|                   |       |
|-------------------|-------|
| Масса, кг:        |       |
| Станка            | 2400  |
| Насоса            | 680   |
| Бурового здания   | 5200  |
| Мачты             | 6380  |
| Транспортной базы | 5300  |
| Установки         | 17500 |

#### 4.3.8. Буровой станок

Станок СКБ-5, которым оснащаются установки УКБ-5П, предназначен для колонкового геологоразведочного бурения вертикальных и наклонных скважин на твёрдые полезные ископаемые в различных геолого-технических и климатических условиях.

Буровой станок СКБ-5 является шпиндельным станком моноблочной компоновки с продольным расположением лебедки и системой гидравлической подачи бурового инструмента. Объединяющим элементом конструкции станка, на котором собраны все узлы станка, служит корпус коробки передач. На корпусе установлены: вращатель, лебедка, тормоза спуска и подъема, фланцевый электродвигатель привода станка и муфта сцепления.

Техническая характеристика буровой установки УКБ-5П приведена в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Техническая характеристика бурового станка СКБ-5

|                                                                                                                      |                                          |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| Параметры                                                                                                            | СКБ-5                                    |
| Глубина бурения бурильными трубами, м:                                                                               |                                          |
| -стальными диаметром 68 мм                                                                                           | 500                                      |
| -стальным диаметром 50 мм                                                                                            | 800                                      |
| -легкосплавными диаметром 54 мм                                                                                      | 1200                                     |
| Начальный диаметр бурения, мм                                                                                        | 151                                      |
| Конечный диаметр бурения, мм:                                                                                        |                                          |
| -при глубине скважины 500 м                                                                                          | 93                                       |
| -при глубине скважины 800-1200м                                                                                      | 59                                       |
| Частота вращения шпинделя (прямой и обратный ход), об/мин                                                            | 120; 257; 340; 407; 539; 715; 1130; 1150 |
| Частота вращения шпинделя при установке съемного редуктора для гидроударного бурения (прямой и обратный ход), об/мин | 19; 40; 53; 63,5; 84; 111; 176; 234      |
| Максимальная грузоподъемность лебедки, кгс                                                                           | 4200                                     |
| Мощность приводного электродвигателя, кВт                                                                            | 30                                       |
| Габаритные размеры станка, мм                                                                                        | 1830x1875x880                            |

#### 4.3.9. Буровой насос НБ4-320/6

Большинство способов бурения требует промывки скважин в процессе её углубки. Основным назначением промывки является удаление с забоя и из ствола скважины

продуктов разрушения горных пород и бурового инструмента, охлаждение ПРИ, поддержание устойчивого состояния стенок скважины. Подача промывочной жидкости в скважину в процессе её промывки осуществляется при помощи насосов, которые входят в состав буровой установки.

Установка НБ4-320/63 предназначена для перекачивания воды, глинистого раствора плотностью 1400 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью до 60 с по СПВ-5, а также цементных растворов и тампонажных смесей.

Таблица 4.8

Техническая характеристика бурового насоса НБ4-320/63

|                                                             |                                       |
|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Параметры                                                   | НБ4-320/63                            |
| Производительность, л/мин                                   | 32; 55; 88; 125; 180; 320             |
| Рабочее давление, МПа                                       | 6,3; 6,3; 6,3; 6,3; 5,5; 3,0          |
| Высота всасывания жидкости, м                               | до 5                                  |
| Число плунжеров                                             | 3                                     |
| Частота вращения коленчатого (эксцентрикового) вала, об/мин | 95; 140; 260                          |
| Диаметр плунжеров, мм                                       | 45; 80                                |
| Длина хода плунжера, мм                                     | 90                                    |
| Двигатель привода насоса:<br>Тип                            | A72-6                                 |
| Мощность, кВт                                               | 22                                    |
| Масса с двигателем, кг                                      | 1250                                  |
| Максимальная глубина скважин, м                             | 2000                                  |
| Габаритные размеры собственно насосной части, мм            | длина 945<br>ширина 610<br>высота 400 |

#### 4.3.10. Буровая мачта БМТ-5

В состав буровой установки на базе станка СКБ-5 входит буровая мачта БМТ-5. Использование буровых мачт позволяет сократить затраты времени и средств, при выполнении вспомогательных, транспортных и монтажно-демонтажных работ по сравнению с вышками.

Передвижные буровые мачты состоят из бурового здания и самой мачты. Буровая установка УКБ-5П имеет поперечное расположение станка относительно основания и продольный наклон буровой мачты БМТ-5.

Таблица 4.9

Техническая характеристика буровой мачты БМТ-5

|                      |      |
|----------------------|------|
| грузоподъемность, т: |      |
| номинальная          | 5,0  |
| максимальная         | 8,0  |
| высота, м            | 17,8 |

|                    |          |
|--------------------|----------|
| угол наклона, град | 90-60    |
| глубина бурения, м | 500-800  |
| талева оснастка    | 4 струны |
| Длина свечи, м     | 14       |
| масса, т:          |          |
| мачта с основанием | 6,0      |
| буровое здание     | 4,0      |

Так же буровая установка оснащается отопливаемым буровым зданием ПБЗ-4, которое обеспечивает комфортные условия для работы персонала.

Транспортировка установки производится на подкатных пневматических тележках ТБ-15.

#### **4.3.11. Бурильные трубы и инструмент для СПО**

Бурильные трубы служат для спуска бурового снаряда в скважину, подачи очистного агента при промывке или продувке забоя скважины, передачи вращения и осевой нагрузки породоразрушающему инструменту с поверхности от вращателя станка, подъема бурового снаряда, транспортировки керна, съёмных керноприёмников, ликвидации аварий и вспомогательных работ в скважине.

В качестве бурового снаряда будут применяться бурильные трубы ТБСУ-70 диаметром 70 мм.

Станок СКБ-5 оснащён контрольно-измерительной аппаратурой «КУРС-411», в которую входят: индикатор веса бурового снаряда до 50000 Н, индикатор усилия на крюке до 80000 Н, измеритель осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент до 25000, манометр для измерения давления промывочной жидкости: МПа от 0 до 10, расходомер подачи промывочной жидкости в скважину л/мин от 0 до 150, от 0 до 300, индикатор механической скорости бурения м/ч от 0 до 3, от 0 до 15.

#### **4.3.12. Бурильная колонна**

Для повышения производительности при алмазном бурении рекомендуется применять снаряды со съёмными керноприёмниками (ССК). Возможность извлечения керноприёмника без подъема колонны бурильных труб позволяет значительно сократить затраты времени на СПО (спуско-подъемные операции). Несмотря на высокую стоимость снаряда ССК его применение целесообразно. Комплексы технических средств ССК предназначены для бурения геологоразведочных скважин диаметром 59, 76, 93 мм глубиной до 1000-1200 м в монолитных, слаботрещиноватых и трещиноватых породах VII-X категории по буримости. Комплекс ССК рекомендуется использовать с буровыми станками с высокими частотами вращения шпинделя и с промывочными насосами,

имеющими как жесткое, ступенчатое регулирование расхода промывочной жидкости, так и плавную регулировку расхода ПЖ.

В комплекс ССК входят следующий инструмент и устройства:

- технологический инструмент (бурильные трубы, алмазные коронки, колонковые наборы);
- спускоподъемный инструмент (овершот для подъема и спуска керноприемника;
- специальный наголовник (пробка вертлюг) для спускоподъемных операций;
- трубодержатель гидравлический;
- лебедка ССК для подъема керноприемника;
- вспомогательный инструмент ключи для свинчивания и развинчивания бурового инструмента;
- набор специального слесарного инструмента для вспомогательных и ремонтных работ;
- аварийный инструмент (метчик, колокол, труболовка, ерш для извлечения троса, пика ловильная).

Табл. 4.10

*Технические характеристики бурового снаряда ССК-76*

| Наименование показателей ССК-76                                         | Номинальная величина                                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Диаметр скважины, мм                                                 | 76                                                                                                     |
| 2. Диаметр коронки (наружный / внутренний), мм                          | 75.3/47.6                                                                                              |
| 3. Диаметр расширителя (наружный), мм                                   | 75.7                                                                                                   |
| 4. Диаметр буровой колонны (наружный / внутренний), мм                  | 70/60                                                                                                  |
| 5. Глубина бурения скважин комплексами, м                               | не более 1200                                                                                          |
| 6. Угол наклона скважин, град.                                          | 90-75                                                                                                  |
| 7. Тип колонны буровых труб                                             | гладкоствольная по наружной и внутренней поверхностям                                                  |
| 8. Диаметр наружной колонковой трубы (наружный / внутренний), мм        | 76 / 48                                                                                                |
| 9. Диаметр керноприемной трубы (наружный), мм                           | 55                                                                                                     |
| 10. Масса колонкового набора, кг не более                               | 38,3 / 45,0 / 53,4                                                                                     |
| 11. Промывочная жидкость                                                | техническая вода, эмульсионные, безглинистые и глинистые р-ры с уд. массой $\rho = 1,2 \text{ г/см}^3$ |
| 12. Допускаемые режимы бурения:                                         |                                                                                                        |
| - осевая нагрузка на забой, кН (кгс)                                    | 15 (1500)                                                                                              |
| - частота вращения, с-1 (об/мин)                                        | не более 25 (1500)                                                                                     |
| - расход промывочной жидкости, л/мин                                    | 35-60                                                                                                  |
| - давление на манометре промывочного насоса, мПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | не более 4 (40)                                                                                        |

13. Производятся по ТУ

ТУ 3668-040-52126816-2002

**Параметры бурильных труб ССК-76:**

Диаметр трубы, мм: наружный 70

Внутренний: 60.4

Толщина стенки, мм: 4.8

Длина, м: 1.5; 3; 4.5

Масса 1 п.м, кг: 8

Тип соединения: труба в трубу

Зазор между бурильными трубами и стенкой скважины, мм 2.2

Кривизна трубы, мм/м 0.3

**4.3.13. Разработка режимов бурения**

Интервал от 0 до 25 м будет буриться долотом  $\varnothing$  93 мм. А далее мы обсадим этот интервал трубами  $\varnothing$  89 мм. Обсадка данного интервала необходима потому что породы в данном интервале являются неустойчивыми. После обсадки скважины до интервала 25 м бурение предполагается продолжить снарядом ССК76 до глубины 285 м.

**Бурение алмазными коронками**

Осевая нагрузка на алмазную коронку рассчитывается по формуле:

$$G_0 = \alpha * G_y * S, \quad (4.4)$$

где:  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий трещиноватости и абразивность пород. Для монолитных малоабразивных пород  $\alpha = 1$ , для трещиноватых и сильноабразивных  $\alpha = 0.7 - 0.8$ ;

$G_0$  – удельная нагрузка на 1 см<sup>2</sup> рабочей площади торца коронки, кГс ;

$S$  – рабочая площадь торца алмазной коронки, см<sup>2</sup>.

$$S = k * (\pi/4) * (D_n^2 - D_b^2), \quad (4.5)$$

где:  $D_n$  и  $D_b$  – соответственно наружный и внутренний диаметры коронки, см;  $k$  – коэффициент уменьшения площади торца коронки за счёт промывочных каналов.

Для большинства алмазных коронок  $k = 0.8$ , для зубчатых  $k = 0.6$ .

Число оборотов при алмазном бурении определяется также, как и при твёрдосплавном бурении.

Расчёт количества подаваемой на забой промывочной жидкости производится по формуле:

$$Q = k_1 * q * D, \text{ с} \quad (4.6)$$

где  $q$  – удельное количество подаваемой жидкости, л/мин на 1 мм наружного диаметра коронки;

$D$  – наружный диаметр коронки, см ;

$k_1$  – коэффициент, учитывающий абразивность и трещиноватости горных пород.

Для монолитных и малоабразивных пород  $k_1 = 1$ , для абразивных и сильноабразивных пород  $k_1 = 1.3 - 1.4$ .

В табл. 4.11. приведены рекомендуемые значения  $G_y$ ,  $V_0$ , и  $q$ , в зависимости от категорий горных пород по буримости.

$$S = k * (\pi / 4) * (D_H^2 - D_B^2) = 0.8 * (3.14 / 4) * (7.6^2 - 4^2) = 26,2$$

$$G_0 = \alpha * C_0 * S = 1 * 60 * 26.2 = 1572 \text{ кгс}$$

$$D_c = (D_H - D_B) / 2 = (76 - 40) / 2 = 18 \text{ мм}$$

$$n = (20 * V_0) / D_c = (20 * 4) / 0.18 = 444,4 \text{ об/мин}$$

$$Q = 1.3 * 8 * 7.6 = 79.04 \text{ л/мин}$$

Таблица 4.11.

| Категория г.п.<br>по буримости | Удельная<br>нагрузка<br>$G_y$ , кгс | Окружная скорость<br>$V_0$ , м/с | Расход<br>промывки<br>$q$ , л/мин<br>на 1 см<br>диаметра |
|--------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------------------------|
| IX                             | 60-75                               | 4-3                              | 12-8                                                     |

### Бескernовое бурение шарошечными долотами

#### Долото ø 93 мм.

Осевая нагрузка на долото  $G_0$  (кН) определяются, исходя из удельной нагрузки  $G_y$ , на 1 см диаметра  $D_d$  (кН/см.):

$$G_0 = G_y * D_d, (4.7)$$

$$G_0 = 3.5 * 9.3 = 32.55 \text{ кН}$$

Частота вращения долота  $n$  рассчитывается по формуле:

$$n = 20V / D_d, (4.8)$$

$$n = 20 * 1/0.093 = 215 \text{ об/мин.}$$

где:  $V$  – окружная скорость долота, м/с.

Расход промывочной жидкости  $Q$  (л/мин) определяется из выражения:

$$Q = q_d * D_d, (4.9)$$

$$Q = 16 * 9.3 = 148.8 \text{ л/мин.}$$

где:  $q_d$  – удельный расход промывочной жидкости на 1см диаметра долота, (л/мин) /см.

Таблица 4.12

#### Уточнение режимов бурения

| Интервал, м. | ПРИ                       | Частота вращения, об./мин. | Осевая нагрузка, кН | Расход очистного агента, л/мин |
|--------------|---------------------------|----------------------------|---------------------|--------------------------------|
| 0- 25        | Долото ø 93               | 270                        | 30                  | 140                            |
| 25– 285      | ССК-76<br>с коронкой 23ИЗ | 500                        | 15                  | 70                             |

#### **4.3.14. Повышение качества проб полезного ископаемого или образцов пород, получаемых в процессе бурения**

Повышение качества проб полезного ископаемого в данном случае достигается за счет применения бурового снаряда ССК76 и полимерного бурового раствора с полимерными добавками.

##### **Режимы бурения для получения качественных проб пород и полезного ископаемого**

В интервале 25 – 285 м предполагается применять снаряд ССК-76, а также полимерные добавки к буровому раствору типа Supermix и Superdrill для повышения процента фактического выхода керна. На протяжении всего периода бурения скважины используется полимерный буровой раствор. Это позволит не только существенно повысить выход керна, но и повысить скорость работ.

#### **4.3.15. Промывочная жидкость и ее доставка на буровые установки**

##### **Водоснабжение**

Источником водоснабжения для бурения скважины служит водопровод, либо водовозка на базе а/м Урал 4320.

##### **Организация изготовления бурового раствора**

Приготовление бурового раствора планируется осуществлять непосредственно на буровой площадке. Непосредственно, приготовление бурового раствора планируется осуществлять в емкости объемом 6 - 8 м<sup>3</sup>. Перемешивание бурового раствора осуществляется переносной гидравлической мешалкой. Для бурения в данных скважинах будут применяться реагенты марки: Supermix, Superdrill.

**Supermix:** полимерный реагент для бурения по мягким рыхлым породам (угли, суглинки, алевролиты, аргиллиты и др.). Выпускается в виде жидкого концентрированного раствора в канистрах по 25 кг.

**Superdrill:** полимерный реагент для бурения по твердым и абразивным породам (конгломераты, песчаники). Выпускается в виде жидкого концентрированного раствора в канистрах по 25 кг.

##### **Приготовление бурового раствора**

Приготовление осуществляется путем добавления, требуемого для бурения реагента в количестве 0.5 – 1л концентрата на  $\approx 6 \text{ м}^3$ . После добавления в воду реагента

раствор перемешивается в течение не менее 30 минут. Вязкость и свойства раствора оцениваются непосредственно бурильщиком. При недостаточной вязкости реагент добавляется в буровой раствор.

#### 4.3.16. Ликвидация аварий при бурении скважин

Разнообразные виды аварий при бурении глубоких скважин можно объединить в следующие основные группы: 1) прихваты инструмента; 2) поломки инструмента; 3) аварии с обсадными трубами; 4) аварии с наземным оборудованием; 5) аварии в процессе освоения скважины; 6) аварии с геофизическими приборами; 7) прочие аварии.

Для предотвращения поломок инструмента необходимо тщательно проверять исправность долот, бурильных и утяжеленных труб, забойных двигателей, отбраковывать дефектные экземпляры, обеспечивать прочное крепление резьбовых соединений, а также правильную отработку долот и бурильных труб. При поломках бурильных труб оставшуюся в скважине часть колонны извлекают с помощью метчиков, колоколов, труболовок и овершотов. В случае сложной конфигурации излома бурильных труб часть бурильной колонны удаляют с помощью наружной труборезки.

При поломке долот забой скважины очищают от металлических предметов с помощью магнитного забойного фрезера. Прихваты инструмента ликвидируют восстановлением циркуляции и расхаживанием инструмента. При наличии циркуляции прихваты инструмента ликвидируют с помощью нефтяных, водяных или соляных ванн.

#### 4.3.17. Расчет необходимого количества буровых установок

Количество скважин –  $n = 18$ , которое необходимо пробурить за определенный срок –  $t = 12$  месяцев. Общий объем составит:

$$Q = 4066 \text{ м,}$$

Необходимое количество буровых установок определяется по формуле

$$n = Q / (P_{\text{пл}} * t * \eta) = 4066 / (561.3 * 12 * 0.8) = 0.75 \quad (4.10)$$

где:  $n$  – необходимое количество буровых установок, шт;

$Q$  – проектный объем буровых работ;

$t$  – заданные сроки работ, месяцев;

$P_{\text{пл}}$  – плановая производительность в метрах на станко-месяц;

$\eta$  – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты времени на монтажно-демонтажные работы, перевозки, плановый ремонт и сопутствующие бурению работы, принимается равным 0,8.

Для расчета месячной плановой производительности  $P_{\text{пл}}$  используются нормативные затраты времени на бурение 1 м скважины. Зная глубину скважины и

метраж разбуриваемых пород по категориям по буримости по таблице определяются общие затраты времени на бурение в станко-сменах, N.

$$N = 0,16 * 285 = 45.6 \quad (4.11)$$

Плановая месячная производительность при количестве станко-смен в месяц равным 103 определяется по формуле:

$$П_{пл} = (103 * Q * k) / (N * n) = (103 * 4066 * 1.1) / (45.6 * 14) = 561.3; \quad (4.12)$$

где: Q – проектный объем буровых работ, м;

N – общие затраты времени на бурение скважины, станко-смен;

n – количество скважин;

k – коэффициент планового увеличения производительности, принимается равным 1,1.

Рассчитанное по формуле (13.2) количество буровых установок определяется до целого числа с последующим корректированием сроков проведения работ:

$$t^* = Q / (П_{пл} * n * \eta) = 4066 / 561.3 * 1 * 0,8 = 9 \text{ (мес.)} \quad (4.13)$$

Таким образом, количество буровых установок – 1 шт, необходимых для проведения работ с скорректированным сроком – 9 месяцев.

#### 4.4. Геофизические исследования в скважинах

Проектом предусматривается проведение геофизических исследований в скважинах для решения следующих основных задач:

1. Выявление в разрезах скважин угольных пластов, определение их глубины залегания, мощности и строения;
2. Цитологическое расчленение пород в разрезах скважин;
3. Корреляция разрезов скважин, определение синонимии угольных пластов;
4. Выявление интервалов разуплотненных (трещиноватых, нарушенных) пород и разрывных нарушений;
5. Определение пространственного положения стволов скважин;
6. Определение мест притока и поглощения подземных вод в скважинах;
7. Определение геотермического градиента;
8. Определение прочности углевмещающих пород и прогноз поведения кровель и почв угольных пластов по материалам ГИС.

Работы будут выполняться каротажной партией ФГУГП «Запсибгеолсъемка» по договору.

#### 4.5. Опробовательские работы

Опробовательские работы будут проводиться с целью изучения качества и технологических свойств углей и предварительной оценки природной газоносности угольных пластов. Пробы будут отбираться из керна буровых скважин.

Проектом предусматривается отбор угольного керна по 21 пласту во всех проектных скважинах. Весь поднятый при перебурке угольный керн очищается от механических примесей, бурового раствора, затем проводится порейсовый просмотр, отделение породных прослоев, замер линейного выхода керна, описание и отбор проб.

Керн после макроскопического описания ссыпается в пробные мешочки и отправляется на базу управления ОАО «Южная Сибирь». В проборазделочной проводится контрольный замер выхода керна, оформляется паспорт опробования и заявка в лабораторию.

#### 4.6. Лабораторные и технологические исследования.

##### Лабораторные исследования каменных углей и вмещающих пород

Всего будет опробовано 18 пластоподсечений.

Принимаем все пластопересечения сложного строения. Анализирование проводится в Испытательной лаборатории ЗАО «Метан Кузбасса» г.Ленинск-Кузнецкий. По каждой угольной пачке и породному прослойку предусматривается определять влажность аналитическую, плотность действительную и зольность. По каждой объединенной пробе из угольных пачек одного пластопересечения предлагается определять влажность, зольность, выход летучих и пластометрию. Все другие качественные показатели - по несколько определений на пласт.

Объемы опробовательских работ по видам исследований приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13

Объемы опробовательских работ по видам исследований

| Кол-во<br>пластопересечений | Простого строения | Дифференцированное<br>опробование | К о л и ч е с т в о п а ч е к |             |                                         |                             |                                  |             |                              |                  |                   |                   |         |           |                                       |                  |                     |
|-----------------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-------------|-----------------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------|------------------------------|------------------|-------------------|-------------------|---------|-----------|---------------------------------------|------------------|---------------------|
|                             |                   |                                   | Тех. анализ                   | Петрография | Показатель<br>отражения<br>вспущения R° | Пластометрия, Хмм.,<br>Умм. | Индекс свободного<br>вспущивания | Индекс Рога | Определение<br>обогащенности | Хим. состав золы | t плавокости золы | Элементный состав | Сера, S | Фосфор, Р | Теплота сгорания,<br>Q <sup>daf</sup> | Редкие токсичные | Спектральный анализ |
| 18                          | 14                | 90                                | 90                            | 90          | 90                                      | 90                          | 90                               | 90          | 18                           | 18               | 18                | 90                | 90      | 90        | 18                                    | 54               | 54                  |

Как уже отмечалось выше, опробоваться будут 90 пачек угля и 72 породных прослойка.

Общее количество определений влаги аналитической и зольности ожидается:

- а) по общепластовым пробам - 90;
- б) по концентрату -90;
- б) по угольным пачкам - 90;
- в) по породным прослойкам - 72;

г) при определении действительной и кажущейся плотности - 90 проб по углю и 72 проб по породе. Всего 162 пробы.

Всего по участку определений влаги аналитической и зольности будет 90.

По каждой общепластовой угольной пробе предусматривается определять выход летучих веществ ( $Y^{daf}$ ) и пластометрические показатели (усадку -  $x$ , толщину пластического слоя -  $y$ )

Всего определений выхода летучих веществ ожидается 90.

Определений пластометрических показателей ожидается 90.

Влага максимальная  $W^{TM*}$  определяется по всем пластопересечениям - 90.

Элементный состав (раздельно углерод-  $C^M$ , водород  $H^A$ , азот  $N^A$ ). содержание серы ( $St^d$ ) и фосфора ( $P^d$ ) принимаем из расчета 5 определений на один пласт - по 90 определений.

Теплота сгорания  $Q^A$  определяется по всем пластопересечениям - 18 определение.

Действительная и кажущаяся плотность ( $d^r$  и  $d^a$ ). Количество определений действительной и кажущейся плотности предусматривается по каждой пробе - 90 определений по углю и 72 по породе. Всего предусматривается определений: кажущейся плотности - 162, действительной - 162.

Микропетрографический состав углей и показатели отражательной способности витринита ( $Y_v$ ,  $S_v$ ,  $F$ ,  $L$ ,  $R^\circ$ , карбонаты, глина, пирит, кварц) - 90 определений.

Определение количественным методом хлора, мышьяка, ртути, фтора, селена, кадмия, галлия, германия - по 54 определений.

Полуколичественный спектральный анализ в золе и угле одних и тех же проб 30 элементов - 54 определений.

Дилатометрический показатель ( $B$ ), индекс Рога ( $RI$ ), индекс свободного вспучивания ( $SI$ ), тип кокса (индекс) по Грей-Кингу позволяет при необходимости определить место углей участка в зарубежных классификациях - 90 определений.

Количество проб для изучения физико-механических свойств вмещающих пород и углей определено согласно «Требованиям ВНИМИ» (1977г.).

Проектом предусматривается изучение физико-механических свойств пород почвы, кровли и угля в 18 пластопересечениях в 3 проектных точках 21 пласта. Из пород каждого исследуемого пластопересечения будет отобрано: 3 пробы непосредственной кровли, всего 54 проб, 2 пробы непосредственной почвы, 36 проб, 6 проб основной кровли, 3 пробы почвы, всего 54 пробы. Всего на изучение физико-механических свойств углевмещающих пород будет отобрано 158 проб.

Должны быть выполнены определения следующих показателей:

Предел прочности при сжатии в состоянии естественной влажности

(водонасыщенном) - 158 пробы;

Предел прочности при растяжении в состоянии естественной влажности

(водонасыщенном) - 158 пробы;

Модуль упругости - 90 проб;

Показатели пластичности;

Связность породы.

Следует предусмотреть затраты труда лаборатории на разделку и отквартовку проб.

#### **4.7. Топографо-геодезические работы.**

##### **Задача топографо-геодезических работ**

В процессе топографо-геодезических работ необходимо выполнение следующего:

- перенесение на местность проектного положения, съемка устьев пробуренных скважин и закрепление их на местности;
- планово-высотная привязка и съёмка устьев пробуренных скважин;
- составление каталога координат и высот устьев и съемку устьев пробуренных скважин.

Проектные топо-геодезические работы соответствуют требованиям Инструкции по топографической съёмке в масштабах 1:5000 – 1:500.ГКИНП-02-033-82 Утверждена ГУГК от 05.10.1979г.

#### **4.8. Камеральные работы**

Работы по камеральной обработке материалов включают в себя следующие виды работ:

1. Камеральная обработка полевой геологической документации керна скважин.
2. Обобщение материалов геологического изучения и написание геологического отчета с подсчетом запасов угля и представлением их на государственную экспертизу в ГКЗ, с последующим утверждением.

##### **Камеральная обработка полевой геологической документации керна.**

Камеральная обработка полевой геологической документации заключается в вычерчивании каротажной колонки по результатам описания керна, приемке геологической документации керна в соответствии с данными каротажа скважины и окончательное оформление полевого журнала документации скважины и каротажной диаграммы. Вычерчивание каротажной колонки производится непосредственно в процессе документации керна. Обработка документации осуществляется в камеральных условиях. В этот период вычерчивается окончательная принятая литологическая колонка по скважине и колонки угольных пластов с учетом данных полевой документации и каротажа, проводятся необходимые исправления и оформляется чистовая документация

по скважине. Действующими СН данный вид работ не предусматривается. Из опыта работ углеразведочных организаций трудозатраты на эти работы сопоставимы с затратами на составление очень сложных чертежей (по степени загрузки чертежа и его содержания). Объем камеральной обработки будет определяться объемом буровых работ, фактическими трудозатратами из опыта работ на составление и оформление материалов (принятая каротажная колонка М 1:200 и 1:50, исправленное и окончательно оформленное чистовое описание скважин). С учетом масштабов чертежей и объема обработки трудозатраты на 1 скважину средней глубиной 300 м составляют 7 дней.

## **5. ПОДСЧЕТ ОЖИДАЕМОГО ПРИРОСТА ЗАПАСОВ**

Подсчет ожидаемого прироста запасов угля по пласту 21 произведен с применением бассейновых кондиций для углей Кузбасса (Протокол Госплана СССР №331 от 13.07.1960 г).

1. Наименьшая мощность пласта простого строения для энергетических углей 1.0 м.
2. При сложном строении пласта суммарная мощность угольных пачек должна быть не менее 1,0 м, суммарная мощность породных прослоев, разделяющих эти пачки не должна превышать 30% от общей мощности угольных пачек.
3. Наибольшее содержание золы в угольном пласте на абсолютно сухое топливо 30%.

### **5.1. Границы подсчета запасов**

Подсчет ожидаемого прироста запасов каменного угля произведён на площади участка «Разведочный» для условий подземной отработки пласта 21 шахтой ОАО «Южная Сибирь».

### **5.2. Кажущаяся плотность (объемная масса) углей**

Кажущаяся плотность для подсчета запасов угля с учетом засорения внутрипластовыми породными прослоями определялась для каждого подсчетного блока по средней зольности, рассчитанной как среднеарифметическое из значений пластовой зольности по скважинам в геологическом блоке. В случае отсутствия значений пластовой зольности по отдельным блокам принималось среднее значение, соответствующее средней зольности пласта. Кажущаяся плотность внутрипородных прослоев определялась по дифференциальным пробам из скважин.

### **5.3. Обоснование принятого метода подсчета запасов**

Подсчет ожидаемого прироста запасов каменного угля произведен методом геологических блоков на плане подсчета запасов масштаба 1:10000, являющимся проекцией пласта на горизонтальную плоскость.

На плане нанесены разведочные линии, устья скважин, пробуренных предшественниками, вскрывших пласт 21, а также проектные скважины. Около скважин поставлены абсолютные отметки точек пересечения пласта, полученные расчетным путем.

Вблизи точек пересечения пласта нанесены нормальные мощности угольных пачек и мощности угля с породными прослоями, зольности чистого угля и с учетом засорения.

### **5.4. Подготовка исходных данных**

При подготовке исходных данных для подсчета запасов особое внимание уделялось достоверности определения мощности пластов угля. В расчет средних мощностей не принимались пластопересечения с дефектной перебуркой, не проверенные каротажем. Кроме того, исключались из расчета мощности, завышенные вблизи нарушений, вскрывшие пласт не на полную мощность, срезанные нарушениями, в зонах местных раздувов. При резком расхождении мощностей по старым и новым скважинам, находящимися на близком расстоянии друг от друга, первые в расчет не принимались.

### 5.5. Принципы выделения подсчетных блоков

В геологический блок будет включаться часть площади пласта в контуре геологоразведочных и горных выработок, характеризующихся одинаковой степенью разведанности и мощностью пласта.

Поле участка «Разведочный» по сложности геологического строения относится ко II группе месторождений полезных ископаемых.

Запасы категории В будут выделены на площадях, имеющих более спокойное тектоническое строение, разведанные с детальностью, обеспечивающей полное выявление мощности и строения, качества и условий залегания пласта. В контуре категории В допускается наличие разрывных нарушений с амплитудами смещения, не превышающими или близкими к мощности пласта.

К категории С<sub>1</sub> будут отнесены запасы на площадях, примыкающих к контурам категории В, к обрезам пластов более крупными нарушениями.

В геологические блоки будут выделены площади, характеризующиеся одинаковой степенью разведанности, выдержанной мощностью, однородными геологическими условиями. Мощности пластов угля в блоках будут определены как среднеарифметическое из значений мощности по выработкам, оконтуривающим блок и входящим в него.

Углы падения в блоках определяются как среднеарифметическое между углами по разведочным линиям, входящим в границы блоков.

Нумерация блоков цифрами для марочных и буквенная для запасов в целиках. Измерение площадей блоков с применением программного обеспечения «Autocad» 2015, контрольное измерение произведено планиметром. Арифметическая часть подсчета сводилась к определению количества запасов по формуле:

$$Q = S * \sec L * m * \gamma, \quad (5.1.)$$

где: Q - запасы в тыс. тонн;

S - измеренная площадь;

sec L - значение секанса угла по блоку;

| №№<br>блоков,<br>категория<br>запасов |    | Марка,<br>техноло<br>гич.<br>группа<br>угля | Площадь<br>подсчета<br>блока<br>тыс.м <sup>2</sup> | Угол<br>падения<br>пласта,<br>град. | Секанс<br>угла<br>падения | Истин-<br>ная<br>площадь<br>блока | Запасы угля       |                                                  |                                 |                           |
|---------------------------------------|----|---------------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------|-----------------------------------|-------------------|--------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
|                                       |    |                                             |                                                    |                                     |                           |                                   | Подсч.<br>мощн.,м | Кажущаяся<br>плотность<br>угля, т\м <sup>3</sup> | Произ<br>води-<br>тельно<br>сть | Запасы,<br>угля<br>тыс. т |
| 1                                     |    | 2                                           | 3                                                  | 4                                   | 5                         | 6                                 | 7                 | 8                                                | 9                               | 10                        |
| 1                                     | C1 | ГЖО<br><br>(2ГЖ<br>О)                       | 408                                                | 6                                   | 1.01                      | 412                               | 7.1               | 1.35                                             | 9.6                             | 4000                      |
| 2                                     | B  |                                             | 560                                                | 6                                   | 1.01                      | 566                               | 6.76              | 1.37                                             | 9.3                             | 5300                      |
| 3                                     | B  |                                             | 482                                                | 8                                   | 1.01                      | 487                               | 7.13              | 1.38                                             | 9.8                             | 4800                      |
| 4                                     | B  |                                             | 603                                                | 9                                   | 1.01                      | 609                               | 6.83              | 1.39                                             | 9.5                             | 5800                      |
| 5                                     | C1 |                                             | 335                                                | 11                                  | 1.02                      | 342                               | 7.68              | 1.38                                             | 10.5                            | 3600                      |
| 5а                                    | C1 |                                             | 261                                                | 11                                  | 1.02                      | 266                               | 7.68              | 1.38                                             | 10.5                            | 2800                      |
| 6                                     | B  |                                             | 645                                                | 14                                  | 1.03                      | 664                               | 7.52              | 1.37                                             | 10.3                            | 6900                      |
| В целике под р. Ольжерас              |    |                                             |                                                    |                                     |                           |                                   |                   |                                                  |                                 |                           |
| A                                     | B  | ГЖО<br><br>(2ГЖ<br>О)                       | 139                                                | 8                                   | 1.01                      | 140                               | 6.8               | 1.37                                             | 9.3                             | 1300                      |
| Б                                     | B  |                                             | 151                                                | 7                                   | 1.01                      | 153                               | 6.48              | 1.40                                             | 9.07                            | 1400                      |
| B                                     | C1 |                                             | 132                                                | 10                                  | 1.02                      | 135                               | 7.36              | 1.39                                             | 10.2                            | 1400                      |
| B<br>*                                | C1 |                                             | 33                                                 | 10                                  | 1.02                      | 34                                | 7.36              | 1.39                                             | 10.2                            | 350                       |
| Д                                     | C1 |                                             | 53                                                 | 10                                  | 1.02                      | 54                                | 6.9               | 1.37                                             | 9.45                            | 500                       |
|                                       |    |                                             |                                                    |                                     |                           |                                   |                   |                                                  |                                 |                           |
| Всего по пласту 21                    |    |                                             |                                                    |                                     |                           |                                   |                   |                                                  |                                 | 38000                     |

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ «РАЗВЕДОЧНЫЙ»**

### **Введение**

Главной целью работы являются геологоразведочные работы в пределах Распадского каменноугольного месторождения (Кемеровская область), основные работы - это бурение разведочных скважин, осуществляются установкой УКБ-5П с дизельной станцией.

Полевые и камеральные работы в основном производятся в течение весенне-летнего периода. Успешное выполнение производственных заданий по приросту запасов при безусловном обеспечении здоровых и безопасных условий труда каждого работника геологической партии в значительной степени зависит от организации производства геологоразведочных работ [47]. Геологоразведочные работы осуществляются в малообжитых районах страны, места проведения работ постоянно изменяются, участки работ и даже базы геологических организаций часто располагаются вдали от экономических и культурных центров.

Геологоразведочные и опробовательские работы ведутся на открытом воздухе. Это создает определенные трудности в организации труда и быта. В то же время условия труда работников геологических организаций должны соответствовать современным требованиям техники безопасности, обеспечивать необходимые санитарные нормы [47]. В данной главе рассматривается производственная и экологическая безопасность при выполнении геологоразведочных работ, а также произведен расчет по заземлению и молниезащите.

Участок «Разведочный» принадлежит к Распадскому каменноугольному месторождению и расположен в Томь-Усинском геолого-экономическом районе Кузбасса, на территории муниципального образования «Город Междуреченск – Междуреченский район» Кемеровской области. Абсолютные отметки поверхности в пределах участка изменяются от +300,0 до +500,0 м. Климат района резко континентальный с холодной снежной зимой и жарким влажным летом. Устойчивые отрицательные среднемесячные температуры устанавливаются в ноябре месяце и удерживаются до апреля. Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе ( $-45,5^{\circ}\text{C}$ ), максимум – в июле ( $+34^{\circ}\text{C}$ ). Средняя продолжительность безморозного периода составляет 91 день. Максимальная месячная сумма осадков для города Междуреченска 252,6 мм (ноябрь). Снежный покров на прилегающих к городу площадях устанавливается в последней декаде октября. Сходит – во второй декаде апреля. Мощность снежного покрова достигает 135 см. Минимальные значения относительной влажности достигают 74-78%, максимальные –

82-87%. По средней годовой величине осадков район относится к зоне умеренного увлажнения. Преобладающее направление ветров северное и северо-восточное. Максимальная скорость ветра при штормовых условиях может достигать 20 м/сек.

Вся местность почти сплошь закрыта густым пихтовым лесом, мелким кустарником. Существует энцефалитная опасность.

### **6.1. Производственная безопасность**

При проведении запроектированных работ необходимо учитывать опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-74) [15], приведенные в таблице.

#### **6.1.1. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

##### **Полевые работы**

##### **1) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов**

При работе в полевых условиях используются движущиеся механизмы буровой установки, а также оборудование, которое имеет острые кромки (породоразрушающий инструмент), используются различные виды электрооборудования а также легковоспламеняющиеся жидкости (дизельное топливо, смазки). Все эти опасные факторы могут привести к несчастным случаям, поэтому очень важным считается проведение различных мероприятий и соблюдение техники безопасности. Для этого каждого поступающего на работу человека, обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием, обеспечить медико-санитарное обслуживание. При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические травмы могут возникнуть при монтаже и демонтаже бурового оборудования, при спуско-подъемных операциях (СПО), из-за неправильного проведения операций по развинчиванию и свинчиванию труб, а также в процессе отбора керна буровых скважин. В данном случае источником опасности служит буровая установка СКБ-5. Непосредственными причинами травм могут служить вращающиеся части различных устройств, износ каната, воздействия гидравлического масла под давлением, неправильная эксплуатация или неисправное оборудование, механизмы, инструменты, устройства блокировки, сигнализирующие приспособления и приборы. Монтажно-демонтажные работы осуществляются в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными главным инженером (оборудование монтируется и демонтируется в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя). Буровая установка должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 [25].

Таблица 6.1

*Основные элементы производственного процесса геологоразведочных работ, формирующие опасные и вредные факторы на участке «Разведочный»*

| Этапы работ        | Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса                  | Факторы (ГОСТ 12.0.003-74), [15]                                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                        | Нормативные документы                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                    |                                                                                                     | Опасные                                                                                                                                                                                                                                      | Вредные                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| 1                  | 2                                                                                                   | 3                                                                                                                                                                                                                                            | 4                                                                                                                                                                                      | 5                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Полевые работы     | 1. Бурение скважин буровой установкой Christensen CS1000P6<br>2. Геологические работы (опробование) | 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов<br>2. Электрический ток<br>3. Пожароопасность*<br>4. Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны | 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе<br>2. Превышение уровней шума и вибрации<br>3. Повреждение в результате контакта с дикими животными, насекомыми, пресмыкающимися | ГОСТ 12.2.003-91 [25]<br>ГОСТ 12.1.019-79 [21]<br>ГОСТ 12.1.003-83 [16]<br>ГОСТ 12.1.012-90 [20]<br>ГОСТ 12.1.038-82 [23]<br>ГОСТ 12.1.005-88 [18]                                                                                                                                                                 |
| Камеральные работы | 1. Обработка полевых материалов, составление отчета и графических приложений                        | 1. Электрический ток<br>2. Пожароопасность*<br>3. Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны                                                                                                                                         | 1. Отклонение показателей микроклимата в помещении<br>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны                                                                                       | ГОСТ 12.1.006-84 [19]<br>ГОСТ 12.1.045-84 [24]<br>ГОСТ 12.1.019-79 [21]<br>ГОСТ 12.1.038-82 [23]<br>СанПиН 2.2.4.548-96 [41]<br>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [40]<br>СНиП 23-05-95 [38]<br>СНиП 21-01-97 [37]<br>ГОСТ 12.1.004-91 [17]<br>СНиП 2.04.05-91 [36]<br>ГОСТ 12.1.005-88 [18]<br>ГОСТ 12.4.123-2001 ССБТ[55] |

Примечание: пожарная и взрывная безопасность смотреть 6.3.1.

#### **Мероприятия по устранению опасного фактора:**

- направлять буровой снаряд при спуске его в скважину, а также удерживать от раскачивания и оттаскивания его в сторону руками, для этого следует пользоваться специальными крюками или канатом;

- стоять в момент свинчивания и развинчивания бурового снаряда в радиусе вращения ключа и в направлении вытянутого каната;
- производить бурение при неисправном амортизаторе ролика рабочего каната.

На рабочих местах организуют уголки по охране труда, вывешивают инструкции по ТБ, плакаты, предупредительные надписи и знаки безопасности, а так же используются сигнальные цвета.

## **2) Электрический ток**

Электронасыщенность геологоразведочного производства формирует электрическую опасность, источником которой могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент (электроуровнемер, электронасосы, компрессор и другие).

Согласно ПУЭ, помещения без повышенной опасности поражения людей электрическим током характеризуются отсутствием. Характер и последствия поражения человека электрическим током зависят от ряда факторов, в том числе и от электрического сопротивления тела человека, величины и длительности протекания через него тока, рода и частоты тока, схемы включения человека в электрическую цепь, состояния окружающей среды и индивидуальных особенностей организма. Нормативными документами являются ГОСТ 12.1.019-79 [21]; ГОСТ 12.1.030-82 [22].

### **Мероприятия по устранению опасного фактора**

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся: изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, электрозащитные средства, сигнализация и плакаты. Надежная изоляция проводов от земли и корпусов электроустановок создает безопасные условия для обслуживающего персонала. Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования и электрических сетей применяют сплошные ограждения (кожухи, крышки, шкафы и т.д.). Блокировку применяют в электроустановках напряжением свыше 250 В, в которых часто производят работу на ограждаемых токоведущих частях. Для защиты от поражения электрическим током, при работе с ручным электроинструментом, переносными светильниками применяют пониженные напряжения питания электроустановок: 42, 36 и 12 В. При обслуживании и ремонте электроустановок и электросетей обязательно использование электрозащитных средств, к которым относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, диэлектрические перчатки, боты, калоши, коврики, указатели напряжения.

В соответствии с действующими правилами для электроустановок напряжением до 1000В при изолированной нейтрали сопротивление защитного заземления должно быть не более 4 Ом, при мощности трансформатора более 100 кВ\*А, согласно ГОСТ 12.1.019-79 [21] и ГОСТ 12.1.038-82 [23].

### **Камеральные работы**

#### **1. Электрический ток**

Источником электрического тока в помещении может выступать неисправность электропроводки, любые неисправные электроприборы. Все токоведущие части электроприборов должны быть изолированы или закрыты кожухом.

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое, биологическое и механическое действие.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током в географии - нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79 [21]. Мероприятия по обеспечению электробезопасности: устройство заземления, организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования аудитории; обеспечение недоступности условий, создающих повышенную или особую опасность. К ним относятся жилые помещения, лаборатории и другие.

*Факторы, характеризующие данные условия:*

- влажность, не превышающая 75% (влажность в помещении 45%);
- нет токопроводящей пыли;
- не токопроводящие полы (полы в данном помещении деревянные);
- температура не превышающая +35°C (температура не превышает +25°C)
- нет возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединения с землёй металлоконструкциям зданий, механизмов, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Согласно ПУЭ помещения, в которых будут производиться камеральные работы, по степени опасности поражения электрическим током относятся к помещениям без повышенной опасности, т. е сухие помещения с изолирующими полами, в которых отсутствуют свойства присущие помещениям с повышенной опасностью.

#### **Мероприятия по устранению опасного фактора**

В целях защиты необходимо применять следующие меры: защитное заземление (сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом). Перед началом работы необходимо: проверить наличие и исправность заземления, включить рубильник,

электрическое питание компьютеров, на которых планируется выполнение работ, согласно ГОСТ 12.1.030-82[22].

### **6.1.2. Анализ вредных факторов воздействия и мероприятия по их устранению**

#### **Полевые работы**

##### **1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.**

В административном отношении район работ расположен в Междуреченском районе. Климат резко континентальный. По данным метеостанции г. Междуреченска среднегодовая температура воздуха составляет  $+0,7^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в январе ( $-45,5^{\circ}\text{C}$ ), максимум – в июле ( $+34^{\circ}\text{C}$ ). Средняя продолжительность безморозного периода составляет 91 день.

Максимальная месячная сумма осадков для города Междуреченска 252,6 мм. Полевые работы будут производиться в круглый год.

Микроклимат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющий на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, подвижность воздуха, инфракрасное излучение.

В зимний период работ повышается воздействие холодного воздуха на организм человека. При пониженной температуре воздуха рабочей зоны, организм человека не справляется с терморегуляцией и возникает переохлаждение. Переохлаждение (гипотермия) сопровождается понижением температуры тела до  $+35^{\circ}\text{C}$ . В тяжелых случаях гипотермия протекает в форме обморожения, при этом температура тела повышается до  $+40^{\circ}\text{C}$  и пострадавший теряет сознание.

#### **Мероприятия по устранению вредного фактора**

Предотвращение переохлаждения и его последствий осуществляется разными способами. В полевых условиях это: рациональный режим труда и отдыха, сокращение рабочего дня и введение перерывов для отдыха в зонах с благоприятными метеорологическими условиями, а также использование средств индивидуальной защиты (спецодежды, специальной обуви, средств защиты рук и головных уборов). Организация рационального питьевого режима. При работе на открытом воздухе для людей используют, тепляки, утепленные жилые и производственные вагончики.

##### **2. Превышение уровней шума и вибрации**

Малые механические колебания, возникающие в телах находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Вибрация возникает при работе буровым оборудованием. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16 - 250 Гц. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [20], следует, что при 16 Гц допустимый уровень

виброскорости будет равен 101 дБ. Различают местную и общую вибрацию. Общая вибрация наиболее вредна, чем местная. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. К основным нормативным документам, регламентирующим вибрацию, относятся ГОСТ 12.1.012-90 [20].

Таблица 6.2

*Допустимые и фактические уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.*

| Рабочие места | Уровни звукового давления, дБ., в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц |     |     |      |      |      |      | Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-----|------|------|------|------|------------------------------------------------|
|               | 125                                                                                       | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |                                                |
|               | 87                                                                                        | 82  | 78  | 75   | 73   | 71   | 69   |                                                |
|               |                                                                                           |     |     |      |      |      |      | 80                                             |

Шум – беспорядочные звуки, различной природы со случайными изменениями по частоте и амплитуде. В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека. Повышает утомляемость. Предельно-допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-83 [16] таблица 6.3. Уровень шума не должен превышать значения в 85 дБА, наиболее благоприятный шум 10-30 дБ.

Таблица 6.3

*Допустимые и фактические уровни виброскорости*

| Вид вибрации    | Уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц и звука и эквивалентные уровни звука, дБА |    |     |     |      |     |     |     |     |      |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|
|                 | 2                                                                                                                              | 4  | 8   | 16  | 31,5 | 63  | 125 | 250 | 500 | 1000 |
| Технологическая | 108                                                                                                                            | 99 | 93  | 92  | 92   | 92  | -   | -   | -   | -    |
| Локальная       | -                                                                                                                              | -  | 115 | 109 | 109  | 109 | 109 | 109 | 109 | 109  |

### **Мероприятия по устранению вредного фактора**

Профилактика вибрационной болезни включает в себя ряд мероприятий технического, организационного и лечебно-профилактического характера. Это уменьшение вибрации в источниках, т.е. применение пружинных, резиновых и других амортизаторов или упругих прокладок, виброгасителей, своевременная смазка и регулировка оборудования и внедрение рационального режима труда и отдыха. В качестве средств индивидуальной защиты применяются рукавицы с прокладкой на ладонной поверхности и обувь на толстой мягкой подошве согласно ГОСТ 12.4.024-86 [29].

Основные мероприятия по борьбе с шумом: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума.

### **3) Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися, мероприятия по устранению вредного фактора**

Профилактика природно-очаговых заболеваний (энцефалит, столбняк и др.) имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания - весенний клещевой энцефалит.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Высокая температура держится 5-7 дней. Наиболее активны клещи в конце апреля - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год.

### **4) Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны**

При проведении полевых работ загазованность рабочей зоны происходит в связи с применением буровых установок, автомобилей, а также близости автомобильной дороги к площадке строительства. При этом вредными веществами являются дизельное топливо и бензин.

В процессе работ выделяются следующие вредные газы: окислы азота, окись углерода, масла минеральные, сероводород, углеводороды представленные в таблице 6.4. Для контроля за содержанием вышеперечисленных веществ в воздухе проводится отбор проб и сравнение их с ПДК. Отбор проб производится во время подготовки машин к полевым работам на базе партии. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды проводится по наиболее опасным веществам.

Для определения содержания сероводорода в воздухе используется индикатор ВНИИТБ.

При повышенной концентрации углеводородов у работающих возможно раздражение слизистых оболочек и кожи, головная боль. При повышенной концентрации эфиров: раздражение слизистой оболочки верхних дыхательных путей и глаз, поражение печени и почек.

Как средство защиты рекомендуется применять спецодежду (пневмокуртки) ГОСТ 12.4.011-89 [20].

*Таблица 6.4*

*ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88 [18])*

| Наименование вещества                                                                                                             | Значение ПДК,<br>мг/м <sup>3</sup> | Класс<br>опасности |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|--------------------|
| Кремнесодержание пыли:                                                                                                            | 1                                  | III                |
| -кремния двуокись кристаллическая, содержание ее в пыли более 70% (кварц, дипас, кристоболит, тридиболит и др.)                   | 2                                  | III                |
| -кремния двуокись кристаллическая, содержание ее в пыли от 10 до 70 % (гранит, шамот, слюда-сырец, углеродистая пыль и др.)       | 4                                  | III                |
| -кремния двуокись кристаллическая, содержание ее в пыли менее 10% (глина, медносульфидные руды, углеродная и угольная пыль и др.) |                                    |                    |
| Окислы азота (в пересчете на NO <sub>2</sub> )                                                                                    | 5                                  | III                |
| Углерода окись                                                                                                                    | 20                                 | IV                 |
| Масла минеральные (нефтяные)                                                                                                      | 5                                  | III                |
| Сероводород                                                                                                                       | 10                                 | II                 |
| Углеводороды в пересчете на С                                                                                                     | 300                                | IV                 |

### Камеральные работы

#### 1) Отклонение показателей микроклимата в помещениях

Микроклиматические параметры (температура, влажность, скорость движения воздуха) для помещений оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и на надежность работы ПЭВМ.

Комфортный микроклимат в помещении создают при помощи отопления и вентиляции. В СанПиН 2.2.4.548-96 [41] указаны оптимальные и допустимые нормы микроклимата для работ разной категории тяжести. Отопление помещений проектируется в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [36].

В производственных помещениях, в которых работа на ПЭВМ является основной, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [40] должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата. Все параметры микроклимата, указанные в таблице 6.5 удовлетворяют требованиям I категории тяжести работ.

К основным нормативным документам, регламентирующим гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы относится СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [40].

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт).

Таблица 6.5

*Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений с ПЭВМ (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)*

| Сезон года            | Категория работ | Температура °С | Относительная влажность, % | Скорость движения воздуха, м\сек |
|-----------------------|-----------------|----------------|----------------------------|----------------------------------|
| Холодный и переходный | Ia легкая       | 22-24          | 40 - 60                    | 0,1                              |
| Теплый                | Ia легкая       | 23-25          | 40 - 60                    | 0,1-0,2                          |

К категории Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

### **Мероприятия по устранению вредного фактора**

Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ПЭВМ необходимо применять системы отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. В помещениях с ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

### **2) Недостаточная освещенность рабочей зоны**

В помещении, где находится рабочее место, есть естественное и искусственное освещение. Естественное освещение осуществляется через светопроемы, ориентированные на восток и запад. Естественная освещенность нормируется коэффициентом естественного освещения (КЕО), который зависит от характера зрительной работы, пояса светового климата. Нормы освещенности, регламентируемые СНиП 23-05-95 [38]

### **Мероприятия по устранению вредного фактора**

Производственное освещение должно отвечать следующим требованиям:

- 1) спектральный состав света, создаваемого искусственными источниками, должен приближаться к естественному;
- 2) уровень освещенности должен соответствовать гигиеническим нормам;
- 3) должна быть обеспечена равномерность и устойчивость уровня освещения.

### **3) Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны**

При обработке проб в лабораторных условиях, при работе с сыпучими материалами и химическими реактивами возможно вредное воздействие пыли и паров реактивов на организм человека (табл. 6.7), ПДК пыли равна 6-10 мг/м<sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005-88 [18]). Для защиты работающих от вредного воздействия этих факторов рекомендуется

применять средства индивидуальной защиты - противопылевой респиратор У-2К, халат, перчатки, а также мази и пасты.

На основных рабочих местах концентрация вредных веществ не превышает ПДК.

Пыль, попадая в организм человека, оказывает фиброгенное воздействие, заключающееся в раздражении слизистых оболочек дыхательных путей. Оседая в легких, пыль задерживается в них. При длительном вдыхании пыли возникают профессиональные заболевания легких – пневмокониозы. При вдыхании пыли, содержащей свободный диоксид кремния ( $\text{SiO}_2$ ), развивается наиболее известная форма пневмокониоза – силикоз.

## **6.2. Экологическая безопасность**

Геологоразведочные работы, как и другие виды производственной деятельности человека, наносят вред геологической среде. В понятие геологическая среда входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой) - подземные воды - природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие. Негативные воздействия на компоненты окружающей среды и мероприятия по их предупреждению рассмотрены в таблице 6.8 (Временные методические рекомендации по обоснованию природоохранных затрат при производстве геологоразведочных работ на твердые полезные ископаемые, 1985 г.).

Даже несущественный ущерб, нанесенный окружающей среде, может привести к значительным трудно предсказуемым последствиям в будущем. Именно поэтому экологические исследования должны проводиться, начиная с ранних этапов изучения месторождения [49].

Оценка воздействия полевых работ на окружающую среду будет проводиться по следующим направлениям:

1. Воздействие на почву и недра.
2. Воздействие на поверхностные и подземные воды.
3. Воздействие на животный и растительный мир.
4. Воздействие на воздушную среду (выбросы от работы ДЭС и бульдозеров)

Основными направлениями природоохранных мероприятий при геологоразведочных работах являются охрана земельных, лесных и водных ресурсов, воздушного бассейна, а также охрана недр.

При проведении геологоразведочных работ планируется пробурить 18 скважин с общим объемом проходки 4065 п. м.

Работы будут выполняться с применением необходимых мероприятий по минимизации воздействия работ на окружающую среду.

*Охрана водных ресурсов.* Действующих водотоков, а также подземных источников на лицензионной площади нет. Снижение негативного воздействия на поверхностные сезонные воды, которое возможно при проведении ГРП, предусматривается за счет применения следующих охранных мероприятий:

Таблица 6.6

*Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геологоразведочных работах*

| Природные ресурсы и компоненты окружающей среды | Вредное воздействие                                                                                       | Природоохранные мероприятия                                                                                              |
|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1                                               | 2                                                                                                         | 3                                                                                                                        |
| Земельные ресурсы                               | Уничтожение и повреждение почвенного слоя                                                                 | Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Рекультивация земель                                           |
|                                                 | Загрязнение почвы нефтепродуктами                                                                         | Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники                                                                |
|                                                 | Засорение почвы производственными отходами и мусором                                                      | Вывоз и захоронение производственных отходов                                                                             |
| Водные ресурсы                                  | Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности                  | Засыпка выемок, горных выработок                                                                                         |
|                                                 | Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами и др.)                          | Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов                            |
|                                                 | Загрязнение бытовыми стоками                                                                              | Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)                          |
|                                                 | Загрязнение подземных вод при смещении различных водоносных горизонтов                                    | Ликвидационный тампонаж буровых скважин.                                                                                 |
| Недра                                           | Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород) | Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах |
| Воздушный бассейн                               | Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом.                                                 | Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия                                           |

при работе ДВС для улавливания ГСМ будут использоваться съемные поддоны; отработка будет собираться в емкости и вывозиться на регенерацию;

при заправке бульдозера будут использоваться металлические поддоны;

создание замкнутой оборотной системы "зумпф-скважина" при бурении с очисткой глинистого раствора;

временный склад ГСМ будет обвалован для предотвращения аварийного растекания ГСМ;

для ветоши, обтирочных материалов будут использоваться металлические емкости;

все скважины по окончании работ будут тампонированы.

*Охрана почвенного слоя* (точнее - минимизация ущерба) осуществляется за счет проведения следующих проектных мероприятий:

-проложения подъездного пути по оптимальному кратчайшему расстоянию вдоль подножий склонов (с наименьшей интенсивностью экзогенных геолпроцессов) с использованием старых, заброшенных дорог;

-все виды ГРП, нарушающие плодородный слой, проектируются выполнять со складированием почвенного слоя, последующей обратной засыпкой и восстановлением плодородного слоя. Рекультивация земель параллельно и является охранным мероприятием по недопущению возможности техногенной активизации экзогенных геологических процессов.

-ликвидационный тампонаж скважин будет проводиться на всех проектных скважинах при помощи гальцемента; ликвидация скважин предусматривается путем заливки глинистым раствором, на глубине 10 м устанавливается пробка и до устья скважины производится цементация. В устьях будут установлены деревянные штаги. Всего будет ликвидировано 38 скважин;

-будут засыпаны сточные и подводные канавы и проведено восстановление почвенного грунта; проведен демонтаж строений, очистка площадок от бытового и производственного мусора, обезвреживание и засыпка помойных ям.

Единственный вид ГРП, могущий оказать сколько-нибудь заметное влияние на почвенно-растительный слой - это подъездные автодороги. Обратная засыпка и восстановление почвенно-растительного слоя не проектируется ввиду возможного дальнейшего развития ГРП, а также возможного использования автодорог местной администрацией. Как показывает опыт работ, период активного воздействия подъездных автодорог на почвенный слой и экзогенные геолпроцессы не превышает 2-3 лет; по площади развития локален (6-10 м ширины), а глубина развития геолпроцессов не превышает 0,4-1 м, поэтому влиянием подъездных автодорог на почвенно-растительный слой можно пренебречь.

*Охрана воздушного бассейна.* При проведении проектируемых работ выбросы в атмосферу будут происходить от ДВС.

Геологоразведочные работы будут сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу в незначительных объемах, в соответствии с экологическими требованиями, установленными техническими регламентами и законодательством в области охраны окружающей среды [51]. Анализ воздействия рассматриваемого производственного объекта на состояние атмосферного воздуха прилегающей территории, выполненный на основе расчетов максимальных разовых приземных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое, показал, что:

- максимальные уровни загрязнения будут наблюдаться непосредственно в зоне проведения работ.

Для охраны воздуха [50] от излишнего загрязнения отработанными газами предусматривается проводить контроль за работой двигателей и своевременной регулировкой топливной аппаратуры в соответствии с ТУ. Это же относится и к автотракторной технике, которая будет задействована на участке работ: автомобиль – 3 шт., бульдозер– 1 шт., экскаватор – 1шт. В целом выбросами по такому источнику загрязнения можно пренебречь, поскольку: во-первых, загрязнение будет иметь - в плане - локальный характер; во-вторых, по масштабам сопоставимо с загрязнением воздуха при топке бытовых печей.

*Охрана растительного и животного мира* заключается в природоохранных мероприятиях, снижающих воздействие ГРП на природу в целом или ликвидирующих нанесенный ущерб. Основные мероприятия по охране растительности связаны с охраной почвенно-растительного слоя, которые описаны выше.

Животный мир на площади проектируемых работ крайне скуден и представлен лишь мелкими грызунами, которые не имеют практической ценности. Охрана животных заключается в рекультивации открытых горных выработок и восстановлении почвенно-растительного слоя.

### **6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **6.3.1. Пожарная и взрывная безопасность**

Пожарная безопасность обеспечивается с помощью реализации организационно-технических мероприятий по предупреждению пожаров, организации оповещения и их тушения. Основой организационно-технических мероприятий являются следующие нормативные документы: ГОСТ 12.1.004-91 [17].

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность и неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей, разряды

статического и атмосферного электричества, чаще всего, происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» ГОСТ 12.1.004-91 [17]. Особую опасность при геологоразведочных работах представляют лесные пожары, вызывающие не только уничтожение больших лесных массивов, но и гибель людей. Около 90% лесных пожаров возникает из-за неосторожного обращения с огнем. Это курение, и оставление непотушенных костров, и искры, вылетающие из труб автомобилей, и проведения палов.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории работ располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [17]:

- 1) огнетушитель марки ОП-10(3)-2 шт.
- 2) ведро пожарное- 2шт.
- 3) багры- 3 шт.
- 4) топоры- 3 шт.
- 5) ломы- 3 шт.
- 6) ящик с песком, 0,2 м<sup>3</sup>- 2 шт.

#### **Мероприятия по борьбе с пожарами**

1. При пожаре в здании необходимо обесточить здание. Для эвакуации людей, застигнутых пожаром, выбирают наиболее безопасные пути - лестничные клетки, двери, проходы.

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

Категория камеральных помещений по пожарной опасности «В», согласно НПБ 105-03 (производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов – деревянная мебель, канцелярские товары).

Для предотвращения распространения огня в производственных помещениях и сооружениях используют противопожарные стены, и зоны, огнестойкие перегородки, противопожарные перекрытия и двери; помещения, содержащие легковоспламеняющиеся пары и жидкости, должны иметь вентиляцию, отвечающую всем установленным правилам.

Спасение людей при пожаре - важнейшее действие пожарной команды и профилактических мероприятий при проектировании зданий. Оно связано с обеспечением безопасности движения людей по эвакуационному пути за пределы здания. С этой целью должны соблюдаться требования СНиП 21.01.-97 [37] к проектированию размеров лестничных клеток, коридоров, дверей с учетом времени эвакуации людей из самой отдаленной части помещения. Если число людей на один эвакуационный выход из помещения не превышает 50 человек, а расстояние самого удаленного рабочего места до ближайшего выхода не превышает 25 м, расчетное время эвакуации людей определять не требуется. Так же обязательное присутствие на предприятии «Плана эвакуации».

Для размещения первичных средств пожаротушения устраивают специальные пожарные щиты. Щиты для крепления пожарного инструмента, инвентаря и огнетушителей окрашивают в белый цвет с красной окантовкой шириной 20 - 50 мм. Пожарные мотопомпы, ручные пожарные извещатели, огнетушители, наземные части гидрантов, пожарные краны, катушки пожарных рукавов, ящики, ручки топоров, багров, лопат, ведер окрашивают в красный цвет. В камеральном лабораторном помещениях обязателен огнетушитель ОП-5(З).

Особые требования предъявляют к размещению огнетушителей. Их подвешивают на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии не менее 1,2 от края двери при ее открывании. Все производственные, складские, административные и вспомогательные здания и помещения обеспечивают связью (пожарной сигнализацией, телефоном и др.) для немедленного вызова пожарной помощи в случае возникновения пожара.

### **6.3.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера**

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации классифицируются по следующим основным признакам:

- по сфере возникновения (технологические, природные, экологические, социально-политические и т.д.);
- по ведомственной принадлежности (в промышленности, строительстве, сельском и лесном хозяйстве, на транспорте и т.д.);
- по масштабу возможных последствий (глобальные, региональные, местные, «локальные объекты»);

- по масштабу и уровням привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления;
- по сложности обстановки и тяжести последствий ЧС;
- по характеру лежащих в ее основе явлений и процессов.

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

Стихийные бедствия – явления природы, которые вызывают экстремальные ситуации (наводнения, ураганы, смерчи, землетрясения и др.)

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение аварий, стихийных бедствий не вызвало замешательства и трагических последствий.

### **Характерные природные ЧС для участка работ**

Наиболее характерными природными чрезвычайными ситуациями во время проведения полевых геологоразведочных работ в данном районе могут являться: лесные пожары, ураганы.

Ураган – это ветер разрушительной силы и значительной продолжительности. Ураган возникает внезапно в областях с резким перепадом атмосферного давления. Скорость урагана достигает 30 м/с и более. По своему пагубному воздействию ураган может сравниться с землетрясением.

Лесной пожар – самопроизвольное или спровоцированное человеком возгорание в лесных экосистемах. Лесные пожары в зависимости от сферы распространения огня, подразделяются на низовые, верховые и подземные (торфяные). Низовой пожар – пожар, распространяющийся по земле и по нижним ярусам лесной растительности. При низовом пожаре горят лесная подстилка, травяно – кустарничковый покров, подрост и подлесок. Верховой пожар наиболее опасен. Он начинается при сильном ветре и охватывает кроны деревьев. Огонь продвигается по кронам деревьев, скорость его распространения в безветренную погоду может достигать 3-4 км/ч, в ветреную – 25-30 км/ч и более.

## 7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РАБОТ ПО ПРОЕКТУ

### 7.1. Таблица видов и объемов проектируемых работ

Таблица 7.1

*Сводная таблица объемов основных видов геологоразведочных работ*

| Виды работ                              | Ед. изм. | Объем по проекту |
|-----------------------------------------|----------|------------------|
| Предполевой период и проектирование     | проект   | 1                |
| <b>Полевые работы</b>                   |          |                  |
| Колонковое бурение, в том числе:        | п. м.    | 4065             |
| кат.пород II                            | п. м.    | 50               |
| кат.пород III                           | п. м.    | 100              |
| кат.пород IV                            | п. м.    | 1350             |
| кат.пород V                             | п. м.    | 1100             |
| кат.пород VII                           | п. м.    | 210              |
| кат.пород IX                            | п. м.    | 1255             |
| ГИС скважин                             | п. м.    | 4065             |
| Документация керна                      | п. м.    | 3615             |
| Керновое опробование                    | проб     | 1446             |
| Обработка проб                          | проб     | 1446             |
| <b>Лабораторные работы</b>              |          |                  |
| Опробовательские работы ( см табл 4.13) | проб     | 990              |

### 7.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ

#### 7.2.1. Проектирование

1. Сбор, систематизация и анализ имеющихся по площади архивных, фондовых и опубликованных материалов. Составление необходимых выписок из текста, таблиц и выкопировок чертежей.

2. Систематизация сведений, полученных из архивных, фондовых и опубликованных литературных материалов.

3. Ввод в компьютер текста из старых отчетов.

4. Сканирование текста.

5. Печать текста и таблиц.

Затраты труда исполнителей подготовительного периода и проектирования (ССН, вып.1, ч.1):

- начальник партии- 0,11 чел/мес.;
- техник-геолог 2 категории- 5,46 чел/мес.;
- геолог 1 категории- 0,63 чел/мес.;
- экономист 1 кат.- 0,22 чел/мес.

Итого: 6,42 чел/ мес.

## Буровые работы

Таблица 7.2

Расчет затрат времени на вращательное колонковое бурение скважин

| Обоснование нормы  | Способ бурения                   | Диаметр бурения, мм | Категория пород | Объем работ, м | Норма времени, ст.-см. | Поправочный коэффициент (сложные условия) | Затраты времени на весь объем, ст.-см. |
|--------------------|----------------------------------|---------------------|-----------------|----------------|------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------|
| ССН, вып.5, табл.5 | Колонковое, самоходная установка | 93                  | II              | 50             | 0,04                   |                                           | 2                                      |
|                    |                                  | 93                  | III             | 100            | 0,05                   |                                           | 5                                      |
|                    |                                  | 76                  | IV              | 1350           | 0,07                   | 1,2                                       | 113,4                                  |
|                    |                                  | 76                  | V               | 1100           | 0,10                   |                                           | 110                                    |
|                    |                                  | 76                  | VII             | 210            | 0,17                   |                                           | 35,7                                   |
|                    |                                  | 76                  | IX              | 1255           | 0,24                   |                                           | 301,2                                  |
| Итого:             |                                  |                     |                 | 4065           |                        |                                           | 765,02                                 |

Таблица 7.3

Расчет затрат времени на вспомогательные работы, сопутствующие бурению

| Вид работ                            | Единица измерения | Объем работ | Номер таблицы  | Норма времени в ст.-см./ед | Затраты времени на весь объем, ст.-см. |
|--------------------------------------|-------------------|-------------|----------------|----------------------------|----------------------------------------|
| Крепление скважин обсадными трубами: |                   |             |                |                            |                                        |
| -спуск труб                          | 100 м             | 4,5         | ССН, в.5, т.72 | 0,8                        | 3,6                                    |
| -извлечение труб                     | 100 м             | 4,5         |                | 1,35                       | 6,1                                    |
| Промывка                             | м                 | 4065        | ССН, в.5, т.64 | 0,12                       | 487,8                                  |
|                                      |                   |             |                |                            | 497,5                                  |

Состав бригады:

начальник участка- 0,07 чел.-дн.;

инженер по буровым работам- 0.05 чел.-дн.;

инженер-механик- 0.10 чел.-дн.;

буровой мастер скважин I и II категорий- 0.29 чел.-дн.;

машинист буровой установки 4 разряда- 1 чел.-дн.;

помощник машиниста буровой установки 1-ый- 1 чел.-дн.;

водитель автомобиля- 1 чел.-дн.

Таблица 7.4

Расчет затрат времени на документацию керна

| Виды работ | Нормативный документ | Измеритель | Объем работ | Норма времени, см. | На весь объем работ, см |
|------------|----------------------|------------|-------------|--------------------|-------------------------|
|------------|----------------------|------------|-------------|--------------------|-------------------------|

|                       |                      |       |       |      |                            |
|-----------------------|----------------------|-------|-------|------|----------------------------|
| Документация<br>керна | ССН1, ч. 1, т.<br>31 | 100 м | 36,15 | 3,06 | 110,62<br>(4,36 отр.-мес.) |
|-----------------------|----------------------|-------|-------|------|----------------------------|

Таблица 7.5

*Расчет затрат времени на монтаж-демонтаж и перемещение буровых установок*

| Количество перемещений | Номер таблицы ССН | Норма времени на одно перемещение, ст.-см. | Поправочный коэффициент на работу в зимний период | Затраты времени на весь объем, ст.-см. |
|------------------------|-------------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------|
| 18                     | вып. 5, т. 104    | 1,67                                       | -                                                 | 30,06                                  |

Таблица 7.6

*Расчет затрат труда на бурение, вспомогательные работы, монтаж-демонтаж и перемещение*

| Вид работ                 | Расчетная единица | Кол-во расчетных единиц | Номер таблицы ССН | Норма затрат труда на расчетную единицу, чел.-дни |         |                  | Затраты труда на весь объем, чел.-дни |
|---------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------------------------------|---------|------------------|---------------------------------------|
|                           |                   |                         |                   | ИТР                                               | рабочие | всего на единицу |                                       |
| 1. Бурение скважин        | станко-смена      | 765,02                  | в.5, т. 14, 16    | 0,51                                              | 3,0     | 3,51             | 2685,22                               |
| 2. Вспомогательные работы | станко-смена      | 497,5                   | в.5, т. 14, 16    | 0,51                                              | 3,0     | 3,51             | 1746,22                               |
| 3. Монтаж-демонтаж        | 1 перемещение     | 18                      | в.5, т. 105       | 0,85                                              | 5,01    | 5,86             | 105,48                                |
| Итого:                    |                   |                         |                   |                                                   |         |                  | 1193,04                               |

Геофизические исследования скважин

Таблица 7.7

*Расчет затрат времени на ГИС*

| Обоснование нормы            | Наименование работ                                            | Единица | Объем работ | Норма времени, отрядосм. | Затраты времени на весь объем, отрядосм. |
|------------------------------|---------------------------------------------------------------|---------|-------------|--------------------------|------------------------------------------|
| ССН, вып.3, ч.5, т.7, гр. 12 | Один зонд КС, ГК, кавернометрия, инклинометрия через 20...25м | 1000 м  | 4,065       | 3,11                     | 12,64                                    |
| Итого:                       |                                                               |         |             |                          | 12,64<br>(0,61 отр.-мес.)                |

Состав бригады взят из ССН-3, ч. 5, т. 20:

начальник отряда- 1 отр.-мес.;

техник 1 категории (оператор)- 1 отр.-мес.;

геофизик 1 категории (интерпретатор)- 0,1 отр.-мес.;

техник 1 категории (интерпретатор)- 0,25 отр.-мес.;

техник 2 категории (чертежник)- 0, 5 отр.-мес..

### Опробование

Таблица 7.8

#### Расчет затрат времени на опробование

| Обоснование нормы             | Наименование работ             | Единица | Объем работ | Норма времени, бр.-см. | Затраты времени на весь объем, бр.-см. |
|-------------------------------|--------------------------------|---------|-------------|------------------------|----------------------------------------|
| ССН, вып.1, ч.5, т.29, гр. 7; | 1) Отбор проб из керна скважин | 100 м   | 36,15       | 3,21                   | 116,04<br>(4,57 бр.-мес.)              |
| Итого:                        |                                |         |             |                        | 116,04<br>(4,57 бр.-мес.)              |

Таблица 7.9

#### Расчет затрат труда на опробование

| Вид работ                      | Расчетная единица | Количество расчетных единиц |                               | Норма затрат труда на расчетную единицу, чел.-дн. |         |              | Затраты труда на весь объем, чел.-дн. |
|--------------------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------------------|---------------------------------------------------|---------|--------------|---------------------------------------|
|                                |                   |                             |                               | ИТР                                               | Рабочие | Всего на ед. |                                       |
| 1) Отбор проб из керна скважин | бр.-см.           | 116,04                      | ССН, вып.1, ч.5, т. 30, 6, 35 | 1,1                                               | 1,0     | 2,1          | 243,68                                |
| Итого:                         |                   |                             |                               |                                                   |         |              | 243,68                                |

Состав бригады:

- отбор проб из керна скважин:

геолог II категории- 0,10 бр.-см.;

техник II категории- 1,0 бр.-см.;

дробильщик- 1,0 бр.-см.;

### Обработка лабораторных проб

Таблица 7.10

#### Расчет затрат времени на обработку

| Обоснование нормы     | Наименование работ             | Единица  | Объем работ | Норма времени, бр.-см. | Затраты времени на весь объем, бр.-см. |
|-----------------------|--------------------------------|----------|-------------|------------------------|----------------------------------------|
| ССН, вып.1, ч.5: т.57 | 1) Обработка лабораторных проб | 100 проб | 9,9         | 1,18                   | 11,68                                  |
| Итого:                |                                |          |             |                        | 11,68<br>(0,46 бр.- мес.)              |

### 7.3. Расчет производительности труда, количества бригад и продолжительности выполнения отдельных работ

#### Буровые работы

7-дневная рабочая неделя. 3 смены по 8 часов в день. Месячный фонд рабочего времени 62,25 смен.

$$П = \frac{4065 \cdot 62,25 \cdot 1,224 \cdot 1,1}{765,02 + 497,5 + 30,06} = 215,34 \text{ м/ст.-мес.}$$

Планируемый срок выполнения работ 9 мес. Необходимое количество станков  $N_{\text{ст.}}$  = 1 станок. Необходимо иметь в резерве 1 запасной станок.

#### ***Геофизические исследования в скважинах***

5-дневная рабочая неделя. Продолжительность смены 8 часов. Месячный фонд рабочего времени 20,75 смен.

$$П = \frac{4065 \cdot 20,75 \cdot 1,224 \cdot 1,05}{12,64} = 8576,3 \text{ м/отрядо-мес.}$$

Планируемый срок выполнения работ 4065 м / 8576,3 м/отрядо-мес. = 0,47 мес. Для выполнения запланированных объемов достаточно одной бригады геофизиков.

#### ***Опробование***

7-дневная рабочая неделя, продолжительность смены 8 часов в день. Месячный фонд рабочего времени 25,4 смен.

$$\text{Отбор керновых проб } П = \frac{1446 \cdot 25,4 \cdot 1,224 \cdot 1,05}{243,68} = 193,7 \text{ проб/бр.-мес.}$$

Планируемый срок выполнения работ: 1446 проб / 193,7 проб/бр.-мес. = 7,46 мес.

#### **7.4. Расчет сметной стоимости проекта**

- районный коэффициент к заработной плате = 1,3 (Кемеровская область);
  - дополнительная заработная плата = 7,9% (от основной зарплаты);
  - отчисления на социальные нужды = 27,2% (от основной и дополнительной зарплаты);
  - материалы = 5% (от основной и дополнительной зарплаты, без районного коэффициента к зарплате);
  - услуги = 15% (от основной и дополнительной зарплаты, без районного коэффициента к зарплате);
  - коэффициент ТЗР к материальным затратам = 1,14;
  - коэффициент ТЗР к амортизации = 1,26;
  - коэффициент индексации к статьям «Заработная плата» и «Отчисления на социальные нужды» = 1,022;
  - коэффициент индексации к статье «Материальные затраты» = 0,760;
  - коэффициент индексации к статье «Амортизация» = 0,386;
- Общие коэффициенты, учитывающие индексацию и район проведения работ:

1. к заработной плате и социальным нуждам:  $1,2 \cdot 1,022 = 1,226$ ;
2. к материальным затратам:  $1,14 \cdot 0,760 = 0,866$ ;
3. к амортизации:  $1,26 \cdot 0,386 = 0,486$ ;

Расчеты основных расходов по видам работ

Таблица 7.11

Расчет основных расходов на подготовительные работы

| Статьи затрат                                           | Основной<br>месячный<br>оклад,<br>руб./мес. | Затраты<br>труда,<br>чел.-мес. | Основные<br>расходы,<br>руб. | Поправочный<br>коэффициент | Основные<br>расходы с<br>учетом<br>коэффициента,<br>руб. |
|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------------------------------------------|
| Основная заработная плата:                              |                                             |                                |                              |                            |                                                          |
| Начальник геологической партии                          | 20550                                       | 0,11                           | 2260,5                       | 1,3                        | 2939                                                     |
| Геолог 1 категории                                      | 20550                                       | 0,63                           | 12946,5                      | 1,3                        | 16830                                                    |
| Техник- геолог 2 категории                              | 16050                                       | 5,46                           | 87633                        | 1,3                        | 113993                                                   |
| Экономист                                               | 18150                                       | 0,22                           | 3993                         | 1,3                        | 5191                                                     |
| <b>Итого основная заработная плата</b>                  |                                             |                                | 106833                       |                            | 138953                                                   |
| Дополнительная заработная плата                         |                                             | 7,90%                          | 8439,8                       |                            | 10977                                                    |
| <b>Итого основная и дополнительная заработная плата</b> |                                             |                                | 115272,8                     |                            | 148830                                                   |
| Отчисления на социальные нужды                          | 27,20%                                      |                                |                              |                            | 40781                                                    |
| Материалы                                               | 5%                                          |                                | 5763,6                       | 0,866                      | 6444                                                     |
| Услуги                                                  | 15%                                         |                                | 17290,9                      | 0,486                      | 10850                                                    |
| <b>Итого основные расходы на проектирование</b>         |                                             |                                |                              |                            | 206905                                                   |

Таблица 7.12

Расчет основных расходов на бурение скважин по СНОР-5, т. 1, стр. 2

| Статьи затрат                                | Нормы затрат,<br>руб. - бр.-см. | Нормы затрат с учетом<br>коэффициента, руб./бр.-см. |
|----------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Затраты на оплату труда                      | 1550                            | 1901                                                |
| Отчисления на социальные нужды               | 612                             | 751                                                 |
| Материальные затраты                         | 4106                            | 3556                                                |
| Амортизация                                  | 867                             | 422                                                 |
| Итого основных расходов на расчетную единицу |                                 | 6630                                                |
| Всего основных расходов                      |                                 | 26950950                                            |

Таблица 7.13

Расчет основных расходов на монтаж-демонтаж по СНОР-5, т. 23, стр. 5

| Статьи затрат                                   | Нормы затрат,<br>руб.- м.-д. | Нормы затрат с учетом<br>коэффициента, руб./м.-д. |
|-------------------------------------------------|------------------------------|---------------------------------------------------|
| Затраты на оплату труда                         | 3289                         | 4033                                              |
| Отчисления на социальные нужды                  | 1266                         | 1553                                              |
| Материальные затраты                            | 3319                         | 2875                                              |
| Амортизация                                     | 2961                         | 1440                                              |
| Итого основных расходов на<br>расчетную единицу |                              | 9901                                              |
| Всего основных расходов                         |                              | 178218                                            |

Расходы на вспомогательные работы будут составлять 9% от стоимости расходов на бурение скважин.

Таблица 7.14

Расчет основных расходов на документацию керна по СНОР-1, ч. 1, т. 5, стр. 1

| Статьи затрат                                   | Нормы<br>затрат, руб.-<br>бр.-мес. | Нормы затрат с учетом<br>коэффициента, руб./бр.-мес |
|-------------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Затраты на оплату труда                         | 21067                              | 25829                                               |
| Отчисления на социальные<br>нужды               | 8216                               | 10073                                               |
| Материальные затраты                            | 6839                               | 5923                                                |
| Амортизация                                     | 733                                | 357                                                 |
| Итого основных расходов на<br>расчетную единицу |                                    | 42182                                               |
| Всего основных расходов                         |                                    | 186642,45                                           |

Таблица 7.15

Расчет основных расходов на геофизические работы в скважине по СНОР-3, ч. 5, т.

1

| Статьи затрат                                   | Нормы затрат,<br>руб.- бр.-мес. | Нормы затрат с учетом<br>коэффициента,<br>руб./бр.-мес |
|-------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------------------------|
| Затраты на оплату труда                         | 53064                           | 65057                                                  |
| Отчисления на социальные нужды                  | 20666                           | 25337                                                  |
| Материальные затраты                            | 97273                           | 84239                                                  |
| Амортизация                                     | 109470                          | 53203                                                  |
| Итого основных расходов на расчетную<br>единицу |                                 | 227834                                                 |
| Всего основных расходов                         |                                 | 173006,4                                               |

Таблица 7.16

Расчет основных расходов на керновое опробование по СНОР-1, ч. 5, т. 1, гр. 28

| Статьи затрат                                   | Нормы затрат,<br>руб.- бр.-мес. | Нормы затрат с учетом<br>коэффициента, руб./бр.-мес |
|-------------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Затраты на оплату труда                         | 19546                           | 23964                                               |
| Отчисления на социальные нужды                  | 7623                            | 9346                                                |
| Материальные затраты                            | 15576                           | 13489                                               |
| Амортизация                                     | -                               |                                                     |
| Итого основных расходов на<br>расчетную единицу |                                 | 46799                                               |
| Всего основных расходов                         |                                 | 17222                                               |

Таблица 7.17

Расчет основных расходов на обработку лабораторных проб по СНОР-1, ч. 5, т. 1, гр. 39

| Статьи затрат                                   | Нормы затрат,<br>руб.- бр.-мес. | Нормы затрат с учетом<br>коэффициента, руб./бр.-мес |
|-------------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Затраты на оплату труда                         | 13140                           | 16110                                               |
| Отчисления на социальные нужды                  | 5124                            | 6283                                                |
| Материальные затраты                            | 83456                           | 72273                                               |
| Амортизация                                     | 2170                            | 1055                                                |
| Итого основных расходов на<br>расчетную единицу |                                 | 95720                                               |
| Всего основных расходов                         |                                 | 2967295                                             |

Таблица 7.18

Расчет основных расходов на камеральные работы

| Статьи затрат                                               | Основной<br>месячный<br>оклад,<br>руб./мес. | Затраты<br>труда,<br>чел.-<br>мес. | Основные<br>расходы,<br>руб. | Поправочный<br>коэффициент | Основные<br>расходы с учетом<br>коэффициента,<br>руб. |
|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------|----------------------------|-------------------------------------------------------|
| Основная заработная плата:                                  |                                             |                                    |                              |                            |                                                       |
| Начальник отряда                                            | 20550                                       | 1,2                                | 24660                        | 1,3                        | 32058                                                 |
| Техник- геолог 1<br>категории                               | 16050                                       | 4,8                                | 77040                        | 1,3                        | 100152                                                |
| Геолог 1 категории                                          | 20550                                       | 4,8                                | 98640                        | 1,3                        | 128232                                                |
| Геолог 2 категории                                          | 20550                                       | 3,6                                | 73980                        | 1,3                        | 96174                                                 |
| <b>Итого основная заработная плата</b>                      |                                             |                                    | 274320                       |                            | 356616                                                |
| Дополнительная заработная плата                             |                                             | 7,90%                              | 21671,3                      |                            | 28173                                                 |
| <b>Итого основная и дополнительная<br/>заработная плата</b> |                                             |                                    | 295991,3                     |                            | 384789                                                |
| Отчисления на<br>социальные нужды                           | 27,20%                                      |                                    |                              |                            | 104663                                                |
| Материалы                                                   | 5%                                          |                                    | 14799,56                     | 0,866                      | 19239                                                 |

|                                                 |     |  |          |       |        |
|-------------------------------------------------|-----|--|----------|-------|--------|
| Услуги                                          | 15% |  | 44398,69 | 0,486 | 57718  |
| <b>Итого основные расходы на проектирование</b> |     |  |          |       | 566409 |

Таблица 7.19

## Сметно-финансовый расчет затрат (форма СМ-6)

| Наименование должностей             | Оклад, руб. за 1 мес | Районный коэф-фициент | С учетом коэффициента (за 1 мес.) | С учетом коэффициента (за 12 мес.) |
|-------------------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| Начальник партии                    | 13500                | 1,3                   | 17 550                            | 210 600                            |
| Начальник отряда                    | 12000                | 1,3                   | 15 600                            | 187 200                            |
| Инженер по горным и буровым работам | 12000                | 1,3                   | 15 600                            | 187 200                            |
| Горный мастер                       | 12000                | 1,3                   | 15 600                            | 187 200                            |
| Геолог I категории (2 чел.)         | 11200                | 1,3                   | 14 560                            | 174 720                            |
| Геолог II категории (2 чел.)        | 10100                | 1,3                   | 13 130                            | 157 560                            |
| Машинист бульдозера (2 чел.)        | 6500                 | 1,3                   | 8 450                             | 101 400                            |
| Дробильщик                          | 6500                 | 1,3                   | 8 450                             | 101 400                            |
| Рабочий II разряда (6 чел.)         | 6500                 | 1,3                   | 8 450                             | 101 400                            |
| тех - геолог 2 кат                  | 9500                 | 1,3                   | 12 350                            | 148 200                            |
| бурильщик                           | 8500                 | 1,3                   | 11 050                            | 132 600                            |
| помбур 2 разр                       | 6500                 | 1,3                   | 8 450                             | 101 400                            |
| геофизик 1 кат                      | 11500                | 1,3                   | 14 950                            | 179 400                            |
| геофизик 2 кат                      | 10100                | 1,3                   | 13 130                            | 157 560                            |
| бухгалтер                           | 9500                 | 1,3                   | 12 350                            | 148 200                            |
| экономист                           | 9500                 | 1,3                   | 12 350                            | 148 200                            |
| Итого основная зарплата             |                      |                       | 202 020                           | 2 424 240                          |
| Дополнительная зарплата (7,9%)      |                      |                       | 15 960                            | 191 515                            |
| Итого заработной платы              |                      |                       | 217 980                           | 2 848 042                          |
| Отчисления на соц. нужды (30%)      |                      |                       | 65 394                            | 854 413                            |
| Материалы (5%)                      |                      |                       | 10 899                            | 142 402                            |
| Амортизация                         |                      |                       | 32 697                            | 427 206                            |
| Услуги (15%)                        |                      |                       | 32 697                            | 427 206                            |
| Транспорт (6 %)                     |                      |                       | 13 079                            | 170 883                            |
| ИТОГО                               |                      |                       | 372 745                           | 4 870 152                          |

Таблица 7.20

## Сметная стоимость геологоразведочных работ

| № п/п | Наименование работ и затрат                                    | Единица измерения | Объем работ | Расценка за единицу работ, руб. | Сметная стоимость, руб. |
|-------|----------------------------------------------------------------|-------------------|-------------|---------------------------------|-------------------------|
| 1     | 2                                                              | 3                 | 4           | 5                               |                         |
| I     | Основные расходы                                               |                   |             |                                 |                         |
|       | А. Собственно ГРР, всего                                       | руб.              |             |                                 | 107740869               |
|       | 1. Проектирование и подготовительные работы                    | %                 | 100         |                                 | 298140                  |
|       | 2. Полевые работы, всего                                       | руб.              |             |                                 | 29814072                |
|       | 2.1. Бурение скважин                                           | м                 | 4065        | 6628                            | 26950950                |
|       | 2.2. Вспомогательные работы при бурении                        | %                 | 9           |                                 | 2425585,5               |
|       | 2.3. Монтаж-демонтаж, перевозка                                | м.-д. (шт)        | 18          | 9901                            | 178218                  |
|       | 2.4. Документация керна                                        | м                 | 3615        | 51,63                           | 186642,45               |
|       | 2.5. Подготовка проб к исследованиям                           | проб              | 1446        | 50,26                           | 72675,96                |
|       | 3. Организация полевых работ (от суммы полевых работ)          | %                 | 1,5         |                                 | 44721108                |
|       | 4. Ликвидация полевых работ (от суммы полевых работ)           | %                 | 1,2         |                                 | 32341140                |
|       | 5. Камеральные работы                                          | руб.              |             |                                 | 566409                  |
|       | Б. Сопутствующие работы, всего                                 | руб.              |             |                                 | 1659693                 |
|       | 7. Транспортировка грузов и персонала (от суммы полевых работ) | %                 | 20          |                                 | 5962814,4               |
|       | ИТОГО основных расходов                                        | руб.              |             |                                 | 109400562               |
| II    | Накладные расходы (от суммы итого осн. расходов)               | %                 | 20          |                                 | 8944221,6               |
|       | ИТОГО:                                                         | руб.              |             |                                 | 118344783               |
| III   | Плановые накопления (от ИТОГО)                                 | %                 | 20          |                                 | 23668957                |
| IV    | Компенсируемые затраты, всего (от суммы итого осн. расходов)   | руб.              |             |                                 | 8520824,4               |
|       | Компенсации и доплаты                                          | %                 | 7,20        |                                 | 7876840,4               |
|       | Охрана недр и окружающей среды                                 | %                 | 1,30        |                                 | 643983,95               |
| V     | Подрядные работы                                               | руб.              |             |                                 | 183623,88               |
|       | Геофизические исследования                                     | м                 | 4065        | 42,56                           | 173006,4                |
|       | Опробование (химлаборатория)                                   | проб              | 162         | 65,54                           | 10617,48                |
|       | ИТОГО ПО РАСЧЕТУ:                                              | руб.              |             |                                 | 150718188               |
|       | Резерв на непредвиденные расходы                               | %                 | 3           |                                 | 537563,1                |
| VI    | ИТОГО СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ                                        | руб.              |             | 18993896                        | 151255751               |
|       | НДС                                                            | %                 | 18          |                                 | 27226035                |
| VII   | ВСЕГО ПО СМЕТЕ                                                 | руб.              |             |                                 | 178481787               |

## **8. ПРОГНОЗ ПРИРОДНОЙ МЕТАНОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

Освоение глубоких горизонтов угольных месторождений и интенсификация работ по добыче каменного угля приводят к усложнению горно-геологических условий эксплуатации. В первую очередь это сказывается на повышении притоков метана в горные выработки и увеличении опасности газодинамических явлений на шахтах (внезапных выбросов угля и газа). Поэтому существует постоянная необходимость во всестороннем изучении газоносности угольных месторождений и информировании институтов проектирующих разработку углей и угледобывающих компаний о полученных новейших геологических данных.

Количественные характеристики метаноносности угольных пластов являются основными исходными данными для прогноза газообильности в шахтовых выработках, предопределяющей как необходимость дегазации и схемы ее практической реализации на угледобывающих предприятиях, так и целесообразность оценки метана как попутного полезного ископаемого и возможность его утилизации. Кроме этого, метаноносность угольных пластов является одним из основных эмпирически-расчетных параметров, использующихся в подсчете запасов и оценке прогнозных ресурсов метана как самостоятельного полезного ископаемого в угленосных толщах шахтных полей.

Исходные данные для оценки газоносности угольных пластов и проведения инженерно-технических проектных расчетов ожидаемых выделений метана из угольных пластов были получены в процессе проведения геологоразведочных работ на участке “Разведочный” в период 2006-2008 г.г., кроме этого был использован весь имеющийся геологический материал по доразведке запасов угля шахты “Распадская” в период 1973 – 2007 г.г.

### **8.1. Методика и объемы выполненных работ**

Изучение природной метаноносности угольных пластов на участке “Разведочный” проводилось в соответствии требованиям «Инструкции по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и углевмещающих пород при геологоразведочных работах» (1977).

Всего при геологоразведочных работах отобрано керногазонаборниками 331 углегазовых проб в 22 скважинах (табл. 8.1., Графическое приложение 5).

Для изучения газоносности шахтного поля использовались следующие методы:

- метод прямого опробования угольных пластов керногазонаборниками типа КГН-3-70/76, СКГН-76;

- метод исследований газо-гидродинамических характеристик угольных пластов с помощью пластоиспытателя КИИ.

Применяемые в Кузбассе для опробования угольных пластов керногазонаборники, работают на принципе улавливания газа, выделяющегося при перебурке пласта и подъеме пробы, в газосборник (колокол). Герметизация отобранных углегазовых проб производилась на поверхности после отбора свободного газа из колокола. Для снятия избыточного давления газа, уменьшения его потерь при хранении пробы и транспортировке, керноприемники с отобранными углегазовыми пробами проходили первичную дегазацию на буровой скважине. Отобранные пробы газа (из колокола и при первичной дегазации), вместе с герметизированными керноприемниками отправлялись на анализ в газоаналитическую лабораторию в г. Ленинск-Кузнецком.

Таблица 8.1

*Перечень скважин с изучением газоносности угольных пластов  
на участке "Разведочный"*

| Наименование<br>разведочных<br>линий | Номера скважин                    | Количество<br>скважин | Количество<br>проб    |
|--------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| VI                                   | 11072                             | 1                     | 10                    |
| XVIIIa                               | 11074ц                            | 1                     | 11                    |
| Между XIX и XX                       | 11058, 11054                      | 2                     | 15+14=29              |
| XX                                   | 11059                             | 1                     | 14                    |
| XX - XXI                             | 11020                             | 1                     | 12                    |
| XXI                                  | 11048, 11021                      | 2                     | 9+18=27               |
| XXI-XXII                             | 11033                             | 1                     | 11                    |
| XXII                                 | 11023, 11047, 11066, 11017, 11025 | 5                     | 21+11+13+18+<br>25=88 |
| XXII - XXIII                         | 11024, 11027                      | 2                     | 10+26=36              |
| XXIII                                | 11070, 11018                      | 2                     | 17+17=34              |
| XXIII-XXIV                           | 11068, 11022, 11040               | 3                     | 17+22+10=49           |
| Стр.проф. 5                          | 11028                             | 1                     | 10                    |
| <b>Итого:</b>                        |                                   | <b>22</b>             | <b>331</b>            |

Лабораторная обработка углегазовых проб производилась на термовакуумной установке по стандартной методике на трех режимах дегазации до полного извлечения газа:

- при температуре 20<sup>0</sup>С при одновременном вакуумировании;
- при термовакуумировании с нагревом до 80<sup>0</sup>С;
- после дробления пробы в шаровой мельнице при 80<sup>0</sup>С и вакуумировании.

Анализы газов выполнялись на газоанализаторе ООГ-2 (для определения  $\text{CO}_2$ ) и на хроматографах – ГСТЛ-3, ЛХМ-8 МД, ХТ-3700, модель “Кристалл-2000М” (для определения  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{ТУ}$ ,  $\text{N}_2$ ). По окончании дегазации пробы, керн извлекался из кернаприемника и проводилось его макроскопическое описание.

По результатам лабораторных исследований производился расчет природной газоносности угольного пласта в точке опробования с учетом поправочного коэффициента 1.25, принятого для Кузбасса и учитывающего частичные потери газа при опробовании, хранении и транспортировке углегазовых проб.

Все углегазовые пробы, отобранные кернаприемниками, по качеству отбора и степени доверия к результатам химических анализов дегазации были разделены на 4 группы:

1. Представительные пробы, отобранные и исследованные с соблюдением всех требований методики опробования, обеспечивающей сохранение в них газа и качественное определение его состава и количества. Эти пробы являлись опорными при прогнозе газоносности угольных пластов и выявления закономерностей количественного распределения газов в метановой зоне. В разряд представительных попали пробы с достаточно высоким весом угольной массы, с низким содержанием кислорода в составе газовых фракций (до 10-12%), отобранные и обработанные с соблюдением всех технологических требований к качеству проб.

2. Дефектные пробы с частичной потерей газа по техническим причинам, не приводящим к большим потерям газа. К таким пробам отнесены пробы, при отборе которых не отбирался газ из колокола, при длительном хранении (свыше 1,5 месяца) не проведена первичная дегазация, а при лабораторной обработке отмечены незначительные нарушения герметизации, которые оперативно исправляются. Дефектные пробы отнесены к условно представительным и частично учитывались при прогнозе газоносности пластов, когда их значения значительно не отличались от опорных проб.

3. Не представительные пробы, которые характеризуются полной, или значительной потерей газа, отсутствием или недостаточной массой угольного керна, засорением угля породными прослоями, зафиксированными нарушениями герметизации, длительным хранением, а также утечками газа при лабораторной дегазации проб. Такие пробы исключались из дальнейшей обработки материалов газового опробования.

4. Условно-представительные пробы, для отнесения к какой-либо из вышеуказанных групп нет достаточных оснований, а метаноносность этих проб характеризуется резко заниженными значениями, не соответствующими глубине ее отбора и геологической обстановке. Этот факт вызывает необходимость введения

дополнительных критериев, более жестко определяющих границы изменения газоносности угольных пластов. Таким критерием является закономерный градиент нарастания газоносности угольных пластов с глубиной их залегания.

Углегазовые пробы первых двух групп использовались при прогнозе газоносности угольных пластов, а пробы третьей и четвертой групп исключались из прогноза и были отнесены к непредставительным.

Результаты отбраковки углегазовых проб с указанием причины выбраковки представлены в таблице 8.2.

Всего в результате выбраковки из общего количества отобранных углегазовых проб (331 проб), в число представительных отнесено 147 проб (44,4%).

Количество условно представительных проб – 60 проб (18,1%).

Общее количество непредставительных проб составляет – 124, из них 20 проб (или 16,1% от общего числа непредставительных проб) отбраковано из-за высокой зольности, 39 проб (31,5%) были представлены породой, 10 проб (8,0%), отбраковано из-за негерметичности кернаприемника и 55 проб (44,4%) приходится на потерю газа при опробовании в силу технических и (или) геологических причин.

Плотность опробования на газоносность в пределах лицензионного участка составляет 1,9 скв./км<sup>2</sup>. По оцениваемым угольным пластам общее количество проб составляет – 28,3 проб/км<sup>2</sup>, плотность представительного опробования – 12,6 проб/км<sup>2</sup>.

Напряженный режим будущей шахты предопределяет необходимость получения надежных исходных характеристик для обоснованного прогноза газовыделений и поведения пластов на глубоких горизонтах, строгую обязательность учета специфики прогнозирования углегазоносности шахтного поля. В прогнозном оценке газоносности для решения социальной задачи по обеспечению газобезопасности работы шахтеров учитывались не средние значения газоносности пластов, но и наиболее высокие, которые являются наиболее достоверными при существующей методике прямых определений.

Таблица 8.2

## Оценка степени достоверности углегазовых проб

| Наименование пластов | Количество пластопересечений | Количество отобранных проб СКГН, КГН | Количество представительных проб | Количество условно представительных проб | Непредставительные пробы |                                   |                 |              |           |
|----------------------|------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|-----------------|--------------|-----------|
|                      |                              |                                      |                                  |                                          | Всего                    | В том числе по причине выбраковки |                 |              |           |
|                      |                              |                                      |                                  |                                          |                          | Потеря газа                       | Негерметичность | Высокая зола | Порода    |
| 1                    | 2                            | 3                                    | 4                                | 5                                        | 6                        | 7                                 | 8               | 10           | 11        |
| пл. 31               | 1                            | 2                                    | -                                | -                                        | 2                        | -                                 | -               | -            | 2         |
| пл. 30               | 2                            | 4                                    | 1                                | 2                                        | 1                        | -                                 | -               | -            | 1         |
| пл. 28               | 5                            | 18                                   | 10                               | 1                                        | 7                        | 3                                 | -               | 1            | 3         |
| пл. 27               | 6                            | 21                                   | 8                                |                                          | 13                       | 2                                 | 1               | 4            | 6         |
| пл. 26               | 9                            | 29                                   | 14                               | 1                                        | 14                       | 1                                 | -               | 6            | 7         |
| пл. 25               | 9                            | 27                                   | 16                               | 1                                        | 10                       | -                                 | -               | 2            | 8         |
| пл. 24               | 2                            | 5                                    | 1                                | 1                                        | 3                        | -                                 | -               | -            | 3         |
| пл. 23               | 4                            | 7                                    | 3                                | -                                        | 4                        | -                                 | -               | 2            | 2         |
| пл. 22               | 2                            | 4                                    | 2                                | 1                                        | 1                        | 1                                 | -               | -            | -         |
| пл. 21               | 21                           | 111                                  | 58                               | 29                                       | 24                       | 18                                | 3               | 1            | 2         |
| пл. 20               | 5                            | 11                                   | 2                                | 3                                        | 6                        | -                                 | 3               | -            | 3         |
| пл. 19               | 18                           | 76                                   | 28                               | 20                                       | 28                       | 22                                | 2               | 2            | 2         |
| пл. 18               | 2                            | 2                                    | -                                | -                                        | 2                        | 1                                 | -               | 1            | -         |
| пл. 17               | 3                            | 6                                    | 1                                | 1                                        | 4                        | 3                                 | 1               | -            | -         |
| пл. 15               | 1                            | 3                                    | -                                | -                                        | 3                        | 2                                 | -               | 1            | -         |
| пл. 9                | 1                            | 1                                    | -                                | -                                        | 1                        | 1                                 | -               | -            | -         |
| пл. 7 -7а            | 1                            | 4                                    | 3                                | -                                        | 1                        | 1                                 | -               | -            | -         |
| <b>Итого:</b>        | <b>92</b>                    | <b>331</b>                           | <b>147</b>                       | <b>60</b>                                | <b>124</b>               | <b>55</b>                         | <b>10</b>       | <b>20</b>    | <b>39</b> |

## 8.2. Газоносность угольных пластов и вмещающих пород

Основным компонентом природных газов угольных пластов в метановой зоне на участке “Разведочный” является метан. Его концентрации в смеси природных газов угольных пластов в метановой зоне составляют до 75-98 %. В виде примесей в единичных пробах присутствуют тяжелые гомологи метана, представленные этаном, пропаном, бутаном и водородом.

Метан - основной горючий взрывоопасный компонент газов угольных пластов, главная движущая сила внезапных выбросов угля. Высокое содержание метана вызывает необходимость специальных мероприятий по обеспечению газобезопасности горных работ. Но этот наиболее опасный спутник угольных пластов может служить и ценным попутным полезным ископаемым при внедрении установок их промышленной дегазации. Тяжелые гомологи метана из-за высокой сорбируемости углем и малой подвижности в условиях угольного пласта средствами дегазации практически не извлекаются.

В приповерхностной зоне активного газовообмена угленосной толщи с атмосферой за время геологической дегазации в угольных пластах сформировалась зона газового выветривания (деметанизации). Зона газового выветривания, ее параметры, глубина и мощность устанавливались, согласно Инструкции ... (1977), по содержанию метана в составе газов пластов более 70-80% и по метаноносности 3-4 м<sup>3</sup>/т с.б.м.

Мощности зоны газового выветривания угольных пластов служат показателями степени геологической дегазации угольных месторождений и шахтных полей. Глубинное (гипсометрическое) положение поверхности метановой зоны является координатой начала закономерного роста метаноносности угольных пластов по мере их погружения.

Мощность зоны газового выветривания угольных пластов на участке “Разведочный” зависит в основном от конфигурации рельефа местности, она изменяется от 34 м до 209 м. Поверхность метановой зоны отмечается вблизи абсолютных отметок +261 м -- +281 м. (табл. 8.3.)

Таблица 8.3

*Мощность зоны газового выветривания и положение границы метановой зоны*

| Разведочная линия     | Мощность зоны газового выветривания, м | Положение границы метановой зоны, м абс. отм. |
|-----------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------------|
| XXII                  | 34 – 134                               | +274 – +275                                   |
| XXIII                 | 49 – 163                               | +261 – +263                                   |
| Структурный профиль 2 | -                                      | -                                             |
| Структурный профиль 3 | 48 – 209                               | +262 – +281                                   |

Количественные характеристики метаноносности угольных пластов на участке представлены в таблицах (табл. 8.4.,8.5.), на рисунке (рис.8.1), на геологических разрезах (графические приложения 100-103) и на картах прогноза метаноносности пластов (графическое приложение 104-108).

Таблица 8.4

*Прогноз изменения природной метаноносности угольных пластов  
по гипсометрическим горизонтам*

| Разведочная линия        | Прогнозные значения метаноносности, м <sup>3</sup> /т с.б. м. |         |           |           |           |      |      |
|--------------------------|---------------------------------------------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|------|------|
|                          | +250                                                          | +200    | +100      | +/-0      | -100      | -200 | -300 |
| XXII                     | 5,5-5,6                                                       | 8,8-8,9 | 13,8-13,7 | 17,1-17,2 | 19,6-19,7 | 21,7 | 23,2 |
| XXIII                    | 4,8-4,9                                                       | 8,2-8,3 | 13,1-13,2 | 16,6-16,7 | 19,2-19,3 | 21,2 | -    |
| Структурный<br>профиль 2 | 4,8-4,9                                                       | 8,2-8,3 | 13,1-13,2 | 16,6-16,7 | 19,2-19,3 | 21,2 | 22,8 |
| Структурный<br>профиль 3 | 4,8-5,6                                                       | 8,2-8,9 | 13,1-13,8 | 16,6-17,2 | 19,2-19,3 | -    | -    |

Прогноз природной метаноносности пластов в границе участка по гипсометрическим горизонтам представлен в таблице 8.4.

Метаноносность угольных пластов, по данным опробования керноприемниками, в зоне метановых газов возрастает с увеличением глубины залегания угольных пластов по криволинейному закону затухающими темпами от 3-4 м<sup>3</sup>/т с.б.м. на отметках +261 -- +281 м, до 16,6-17,2 м<sup>3</sup>/т с.б.м. на горизонте  $\pm 0$  и достигает 22,8-23,2 м<sup>3</sup>/т с.б.м. на нижнем горизонте -300 м. (табл. №№ 8.4, 8.5, рис.8.1).

На основании Постановления Правительства РФ от 25.04.2011г. № 315, на графике проводится дополнительная изогаса природной метаноносности пластов - 13 м<sup>3</sup>/т с.б.м.

Таблица 8.5

*Прогноз гипсометрического положения изогаз "5", "10", "15", "20" м<sup>3</sup>/т с.б.м. по  
разведочным линиям*

| Разведочная<br>линия | Гипсометрическая глубина залегания изогаз, м (абс.) |             |             |           |             |
|----------------------|-----------------------------------------------------|-------------|-------------|-----------|-------------|
|                      | «5»                                                 | «10»        | «13»        | «15»      | «20»        |
| XXII                 | +258 ÷ +263                                         | +176 ÷ +184 | +111 ÷ +118 | +64 ÷ +69 | -114 ÷ -111 |
| XXIII                | +245 ÷ +248                                         | +166 ÷ +172 | +113 ÷ +120 | +48 ÷ +54 | -136 ÷ -132 |
| Структурный          | +245 ÷ +256                                         | +179 ÷ +165 | +107 ÷ +120 | +48 ÷ +69 | -137 ÷ -123 |

|                          |             |             |             |           |   |
|--------------------------|-------------|-------------|-------------|-----------|---|
| профиль 2                |             |             |             |           |   |
| Структурный<br>профиль 3 | +246 ÷ +249 | +167 ÷ +188 | +106 ÷ +128 | +57 ÷ +72 | - |

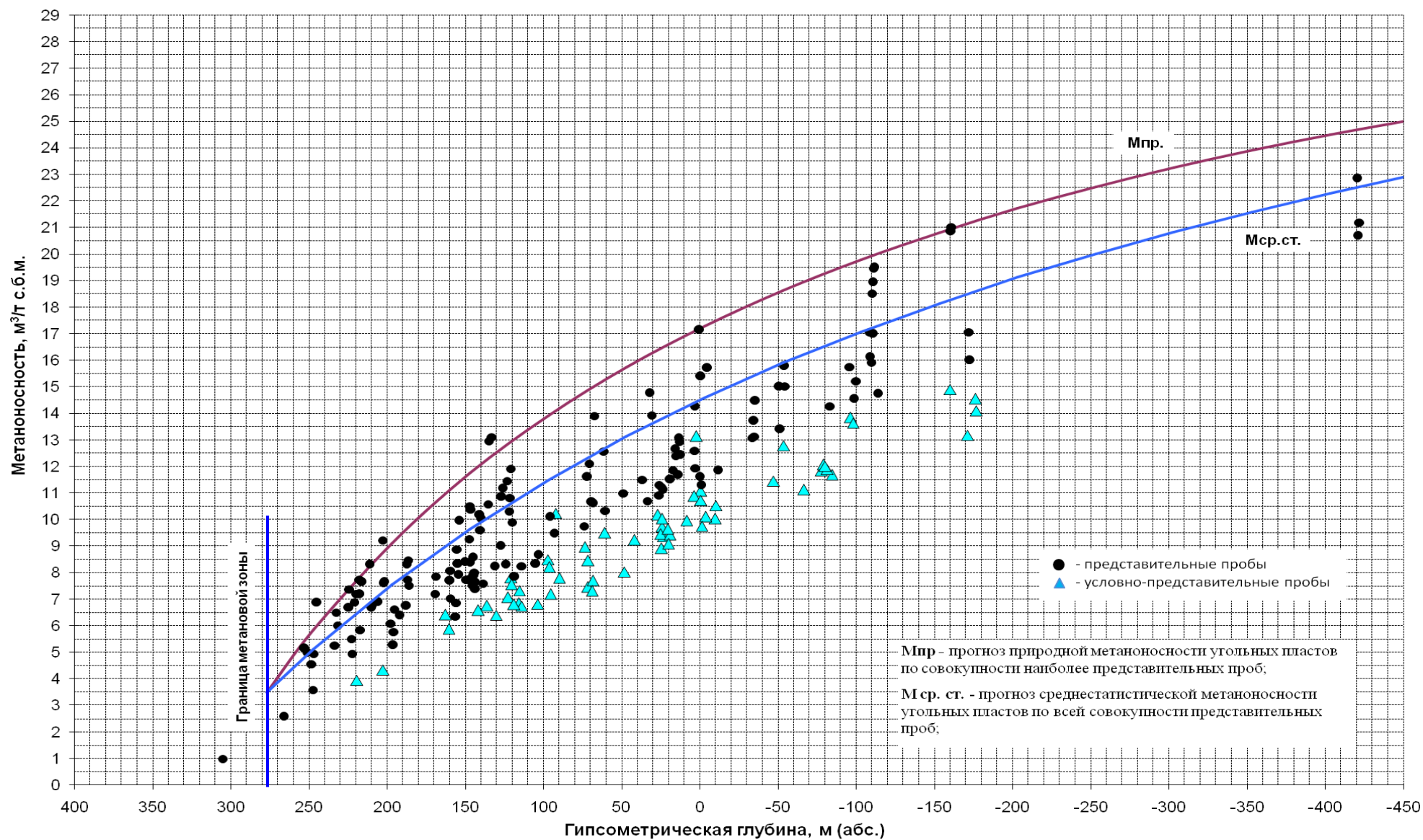


Рис. 8. 1. Изменение с гипсометрической глубиной природной метаносности угольных пластов на уч. Разведочный (по данным опробования кернагазонаборниками)

В пределах границ оцениваемой площади метаноносности всех угольных пластов на одинаковых гипсометрических горизонтах существенно не отличаются. Так, изогаза «5» м<sup>3</sup>/т с. б. м. прослеживается на отметках +245 -- +263 м абс., изогаза «10» м<sup>3</sup>/т с. б. м. на отметках +165 -- +188 м абс., изогаза «13» м<sup>3</sup>/т с. б. м. на отметках +106 -- +128 м абс., изогаза «15» м<sup>3</sup>/т с. б. м. на отметках +48 -- +72 м абс. и изогаза «20» м<sup>3</sup>/т с. б. м. на отметках – 111 -- -137 м абс. (таблица 8. 5).

Частота встреч тяжелых углеводородов (ТУ) в составе газов углей на оцениваемой площади составляет 52% от общего количества углегазовых проб. Они отмечаются в большинстве углегазовых проб на глубинах 130 - 730 метров. Среднее содержание ТУ в составе газов углей колеблется от десяти тысячных долей до 2,55%.

Удельное содержание ТУ в угольных пластах изменяется от десяти тысячных долей до 0,44 м<sup>3</sup>/т, в том числе этана от 0,005 до 0,44 м<sup>3</sup>/т, пропана от 0,001 до 0,34 м<sup>3</sup>/т и бутана от 0,002 до 0,04 м<sup>3</sup>/т (рис. 8.2.).

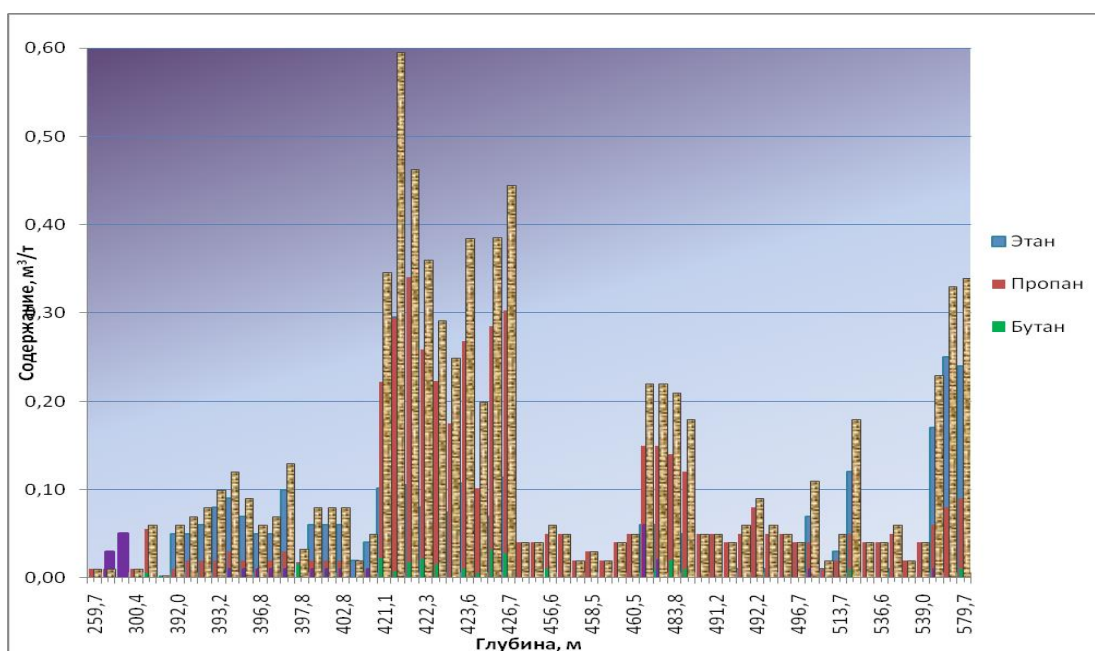
Кроме этого присутствует водород в концентрациях от 0,01 до 0,09 м<sup>3</sup>/т. Четкой закономерности в изменении содержания водорода с глубиной не наблюдается.

Ниже приводится характеристика изменения содержания тяжелых гомологов метана по пластам.

#### Пласт 19 (рис. 8.3.)

Суммарное содержание ТУ колеблется от 0,003 до 0,596 м<sup>3</sup>/т с.б.м., содержание этана - от 0,01 до 0,295 м<sup>3</sup>/т с.б.м., пропана – от 0,001 до 0,341 м<sup>3</sup>/т с.б.м., и бутана - от 0,002 до 0,031 м<sup>3</sup>/т с.б.м.

Водород отмечается на глубине 298,8 – 578,7 м, и составляет 0,01 – 0,06 м<sup>3</sup>/т с.б.м.



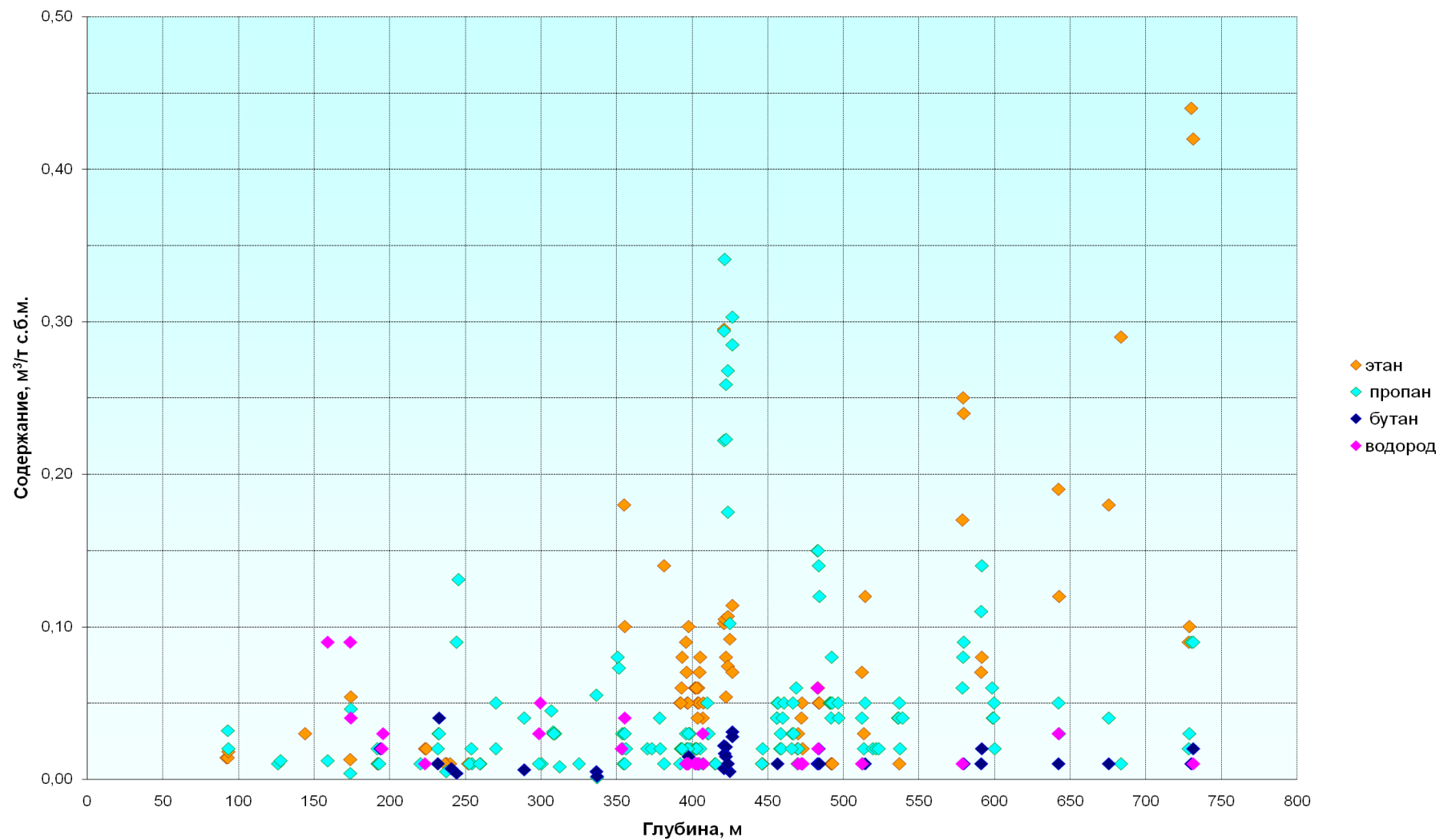


Рис. 8. 2. Изменение содержания тяжёлых углеводородов и водорода с глубиной по участку “Разведочный”

Рис. 8.3. Изменение содержания ТУ и водорода с глубиной по пл. 19  
Пласт 20 (рис. 8.4.)

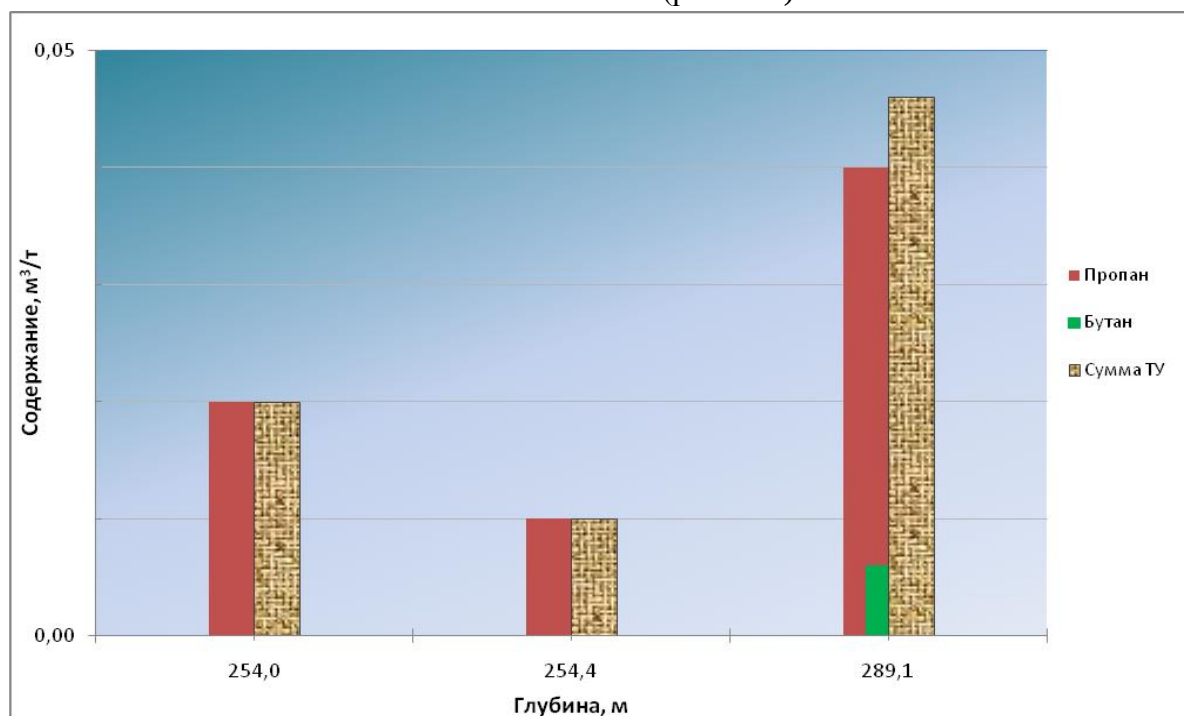


Рис. 8.4. Изменение содержания ТУ и водорода с глубиной по пл. 20

Тяжелые гомологи в пласте 20 отмечены только в трех пробах. Суммарное содержание ТУ колеблется от 0,01 до 0,046 м³/т с.б.м., содержание пропана - от 0,01 до 0,04 м³/т с.б.м. и бутана (1 проба) - 0,006 м³/т с.б.м. Этан и водород отсутствуют.

#### Пласт 21 (рис. 8.5.)

Суммарное содержание ТУ колеблется от 0,005 до 0,131 м³/т с.б.м., содержание этана - от 0,01 до 0,08 м³/т с.б.м., пропана – от 0,005 до 0,131 м³/т с.б.м., бутана от 0,04 до 0,07 м³/т с.б.м. (в двух пробах). Водород отмечается на глубине 195 – 473,2 м и составляет 0,01 – 0,04 м³/т с.б.м.

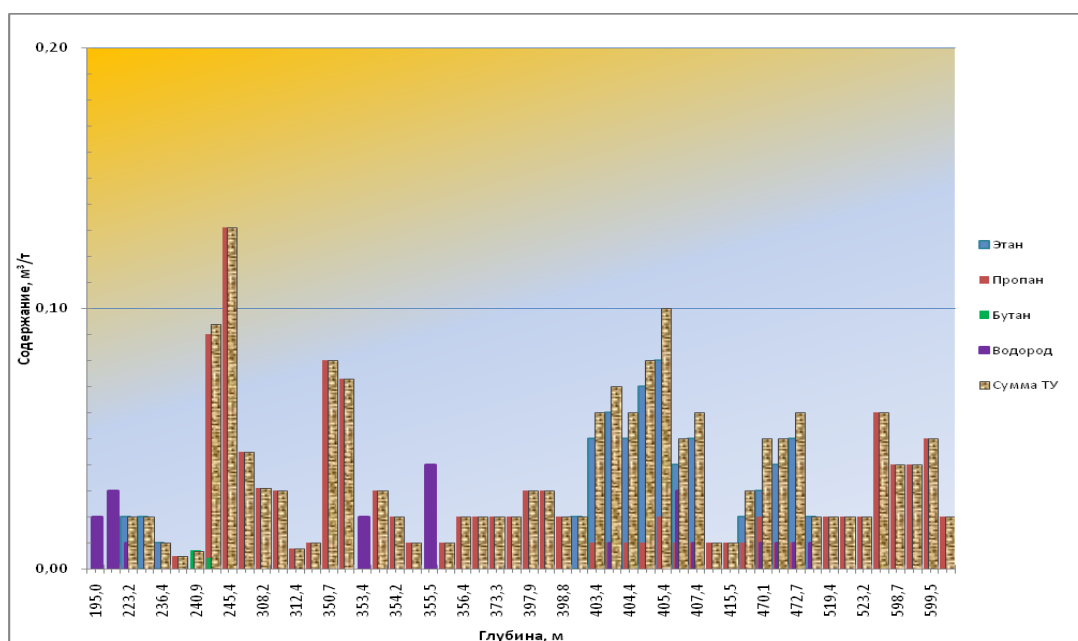


Рис. 8.5. Изменение содержания ТУ и водорода с глубиной по пл. 21

**Пласт 27 (рис. 8.6.)**

Суммарное содержание ТУ колеблется от 0,02 до 0,09 м<sup>3</sup>/т с.б.м., содержание пропана - от 0,02 до 0,06 м<sup>3</sup>/т с.б.м., бутана – 0,03 м<sup>3</sup>/т с.б.м. Этан и водород отсутствуют.

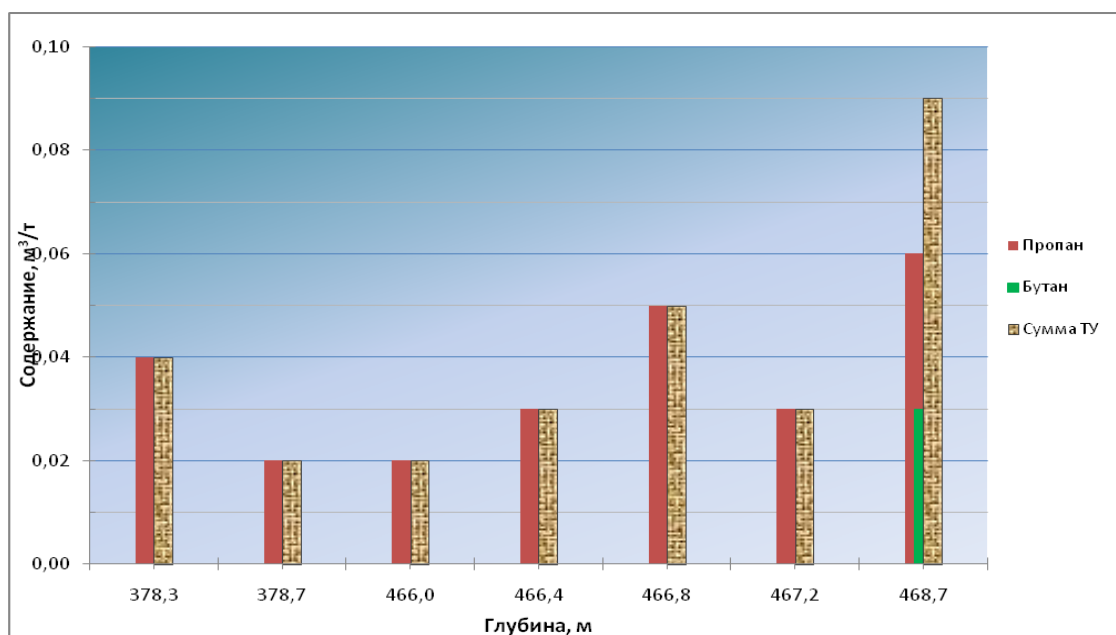


Рис. 8.6. Изменение содержания ТУ и водорода с глубиной по пл. 27

**Пласт 28 (рис. 8.7.)**

Суммарное содержание ТУ колеблется от 0,01 до 0,05 м<sup>3</sup>/т с.б.м., содержание этана – 0,01 м<sup>3</sup>/т с.б.м., пропана - от 0,01 до 0,05 м<sup>3</sup>/т с.б.м., бутана – 0,02 м<sup>3</sup>/т с.б.м. Водород отсутствует.

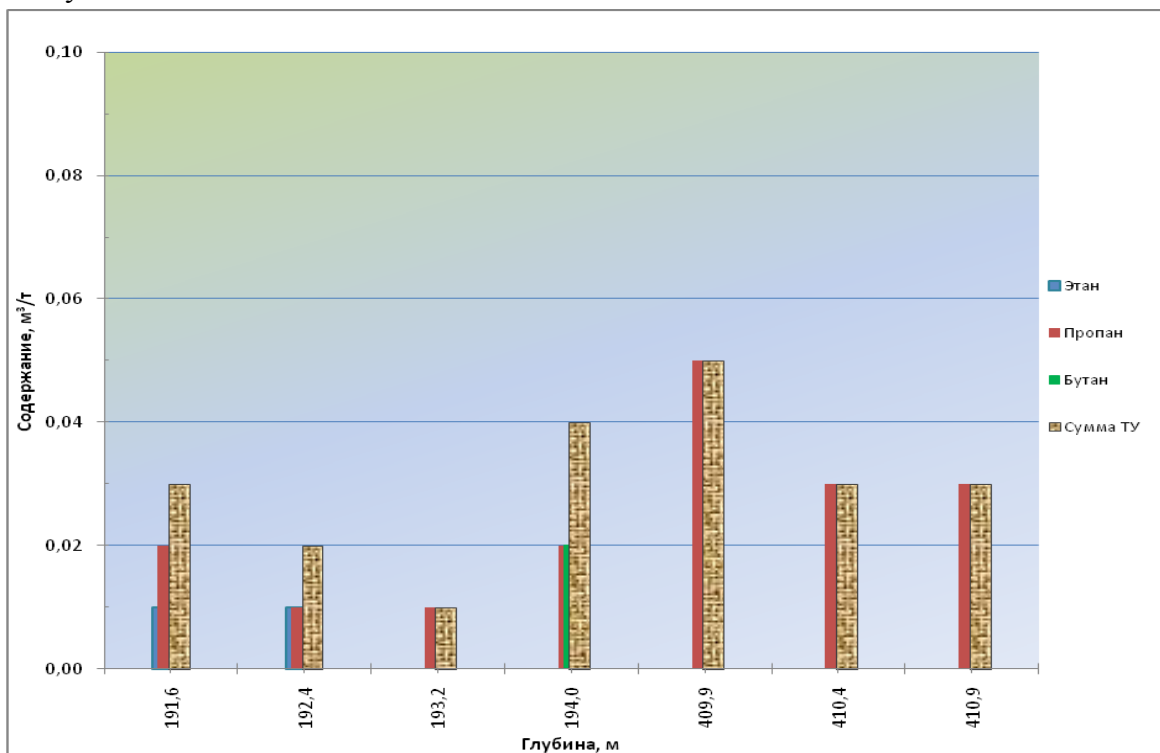


Рис. 8.7. Изменение содержания ТУ и водорода с глубиной по пл. 28

Приведенные таблицы и рисунки, а также разрезы и карта с прогнозом метаноносности наглядно отражают картину распределения количественных показателей

метаноносности угольных пластов. Они могут использоваться в прогнозных расчетах ожидаемой газообильности будущей шахты ниже зоны газового выветривания, где основными источниками газовыделений в горные выработки будут угольные пласты.

При геологоразведочных работах на участке “Разведочный” специального изучения газоносности углевмещающих пород не проводилось.

При опробовании угольных пластов отобрано 39 случайных породных проб, представленных алевролитом (30 проб) и аргиллитами и углистыми аргиллитами (9 проб). В целом газоносность пород характеризуется низкими значениями от 0,19 до 6,29 м<sup>3</sup>/т. Газоносность алевролитов изменяется от 0,19 до 4,43 м<sup>3</sup>/т, аргиллитов - от 1,39 до 6,29 м<sup>3</sup>/т. Закономерностей изменения газоносности пород с глубиной не отмечается.

В газах, извлеченных из породно-газовых проб, отмечены тяжёлые гомологи метана и водород. В алевролитах (4 пробы) этан составляет - от 0,08 до 4,65%, в аргиллитах (6 проб) - от 0,06 до 0,98%. Пропан присутствует в составе газов с концентрациями от 0,11 до 1,82% в алевролитах и от 0,03 до 0,84% в аргиллитах. Бутан присутствует в алевролитах с концентрациями от 0,03 до 0,06% и в аргиллитах с концентрациями от 0,05 до 0,10%. Водород в углевмещающих породах отсутствует).

Суммарное содержание ТУ в алевролитах изменяется от 0,006 до 0,434 м<sup>3</sup>/т и в аргиллитах от 0,063 до 0,17 м<sup>3</sup>/т.

### **8.3. Газодинамические характеристики угольных пластов**

Кроме углегазового опробования при проведении геологоразведочных работ в 14 скважинах проведены пластоиспытания угольных пластов комплексом КИИ. Исследовано 19 интервалов угольных пластов и 2 интервала вмещающих пород между пластами 20 и 19.

Основными геолого-промысловыми характеристиками необходимыми для оценки степени газоотдачи угольных пластов, эффективности извлечения метана являются их газодинамические свойства (проницаемость, пластовое давление, дебит).

Газодинамические свойства пластов определяются по результатам пластоиспытаний комплексом КИИ.

Основной целью испытаний угольных пластов и песчаников являлась оценка их газогидродинамических характеристик (наличие пластового флюида, его дебит, величина пластового давления, определения коэффициентов проницаемости, фильтрации, водопроводимости), на основании которых возможно прогнозировать изменение степени газоотдачи пластов. Принцип действия испытателей пластов основан на создании депрессии на пласт в изолированном объеме с помощью пакера. Под действием созданной депрессии флюид, находящийся в пласте (вода, газ), получает возможность свободного движения в бурильные трубы – это первая фаза испытания, период открытого притока (ОП).

Для определения величины пластового давления производится перекрытие подпакерной зоны от колонны буровых труб специальным клапаном. В малом объеме подпакерной зоны создаются условия для относительно быстрого заполнения воронки депрессии и восстановления давления до первоначального пластового – это вторая фаза испытания, закрытый период притока (ЗП).

По интенсивности притока флюида в открытый период и при наличии записи кривой до полного восстановления давления получают количественную оценку газодинамических свойств – коэффициента фильтрации и водопроницаемость для водоносных горизонтов, а для газоносных объектов – коэффициента проницаемости. По результатам лабораторных исследований отобранных проб (воды и газа) определяется состав газа или воды.

Ниже приводятся результаты пластоиспытаний.

### Скважина 11021

- Интервал испытания: 218,0 – 238,0 м.
- Объект испытания: угольный пласт 21 (221 – 228,8 м.)



Рис. 8.8. График пластоиспытаний скв. 11021

Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 21 (218,0 – 238,0м)

В первый закрытый период, продолжительностью 1 час, плавное понижение давления с 2 до 1,78 МПа.

В открытый период испытания, продолжительностью 15 минут, приток в объеме 15 литров. Максимальный приток: 4,3 м<sup>3</sup>/сут, средний: 1,4 м<sup>3</sup>/сут. Давление изменилось с 1,23 до 1,58 МПа.

Во второй закрытый период в первый час интенсивный рост давления до 1,64 МПа, затем после перегиба кривая восстановления давления по экспоненте восстанавливается до

пластового, составляющего 1,74 МПа. Далее до окончания испытания давление не изменяется.

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 10 литров воды. Газ из пробоотборной камеры потерян при подъёме.

Исходя из вида кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как газоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Замеренные и рассчитанные параметры:

$P_{гст.} - 1,88 \text{ МПа.}$

$P_{заб.} = P_{пл.} = 1,74 \text{ МПа.}$

$T_{заб.} - 10,8^{\circ}\text{C.}$

$Q_{макс.} - 4,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$Q_{средн.} - 1,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$Kп - 1,5 \text{ мД.}$

#### Скважина 11054

- Интервал испытания: 232,0 – 258,1 м.
- Объект испытания: угольный пласт 21 (234,6 – 241,7 м.)

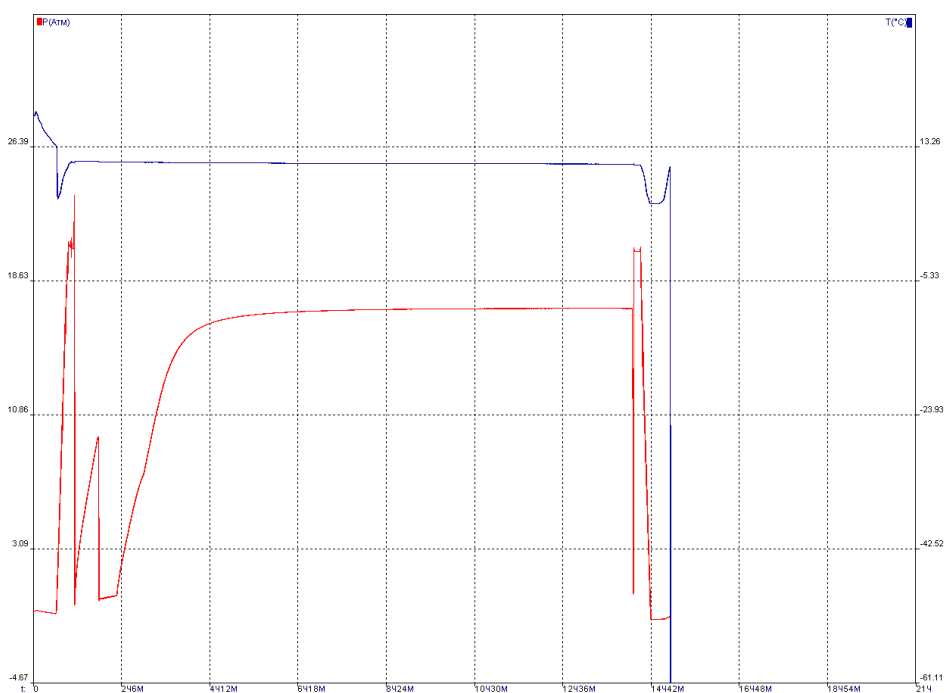


Рис. 8.9. График пластоиспытаний скв. 11054

Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 21 (232,0 – 258,1 м.)

В первый закрытый период, продолжительностью 35 мин., рост давления по плавной изогнутой кривой, с 0,05 до 1,02 МПа.

В открытый период испытания, продолжительностью 25, приток газа в объеме 78 литров. Максимальный приток: 28,8 м<sup>3</sup>/сут., средний: 3,7 м<sup>3</sup>/сут. Давление изменилось с 0,08 до 0,1 МПа.

Во второй закрытый период интенсивный рост давления в первый час, а затем, по экспоненте за 10 часов восстанавливается до 1,76 МПа и более не изменяется.

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 10 литров воды. Из пробоотборной камеры отобрано 0,05 л газа под давлением 0,2 МПа.

Химический анализ отобранной пробы газа представлен в таблице 8.7.

Таблица 8.7

**Химический анализ отобранной пробы газа по скважине 11054**

| дата отбора | № скв. | Глубина     | Пласт | Анализ газа.               |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|-------------|--------|-------------|-------|----------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|             |        |             |       | Определяемые компоненты, % |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|             |        |             |       | CO <sub>2</sub>            | O <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| 16.08.2006  | 11054  | 232,0-258,1 | 21    | 1,6                        | 0,8            | 80,6            | не обн.                       | не обн.                       | не обн.                        | не обн.        | 17,0           |

Таким образом, исходя из вида притока и характера кривой восстановления давления объект, испытания оценивается как газоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Замеренные и расчётные параметры:

Р гст. – 2,11 МПа.

Р заб. = Р пл. = 1,76 МПа.

Т заб. – 11,0<sup>0</sup>С.

Р газа ПК. – 0,2 МПа.

V газа ПК – 0,05 литр

Q макс – 28,8 м<sup>3</sup>/сут.

Q средн – 3,7 м<sup>3</sup>/сут.

Кп – 15 мД.

**Скважина 11074**

➤ Интервал испытания: 185,0 – 201,5 м.

➤ Объект испытания - угольный пласт 21 (192,2 – 197,1 м.)

В первый закрытый период давление не изменяется и равно давлению промывочной жидкости, составляющему 1,72 МПа.

В открытый период испытания, продолжительностью 20 минут, слабый приток воды с растворённым газом в объёме 35 литров. Давление растёт с 0,1 до 0,3 МПа. Максимальный приток - 8,6 м<sup>3</sup>/сут., средний – 2,4 м<sup>3</sup>/сут.

Во второй закрытый период интенсивный рост давления в первые 30 минут до 1,56 МПа, а затем по экспоненте за 6 часов восстанавливается до пластового, составляющего 1,78 МПа, и далее до окончания закрытого периода не изменяется.

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 33 литра воды с выделениями газа в виде бурления и пузырения. Из пробоотборной камеры газ потерян при подъёме.

Исходя из вида притока и характера кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как водоносный с растворенным газом. Параметры пласта рассчитаны по методу ВСЕГИНГЕО.

$P_{гст.} = P_{заб.} = 1,72 \text{ МПа.}$

$P_{пл.} - 1,78 \text{ МПа.}$

$Q_{макс.} - 8,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$Q_{средн.} - 2,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$H_{ст.} = -7,0 \text{ м}$

$T_{заб.} - 9,5 \text{ }^{\circ}\text{C.}$

$K_{ф.м.} - 0,179 \text{ м}^2/\text{сут.}$

$K_{ф} - 0,0084 \text{ м/сут.}$

$K_{п.} - 9,7 \text{ мД.}$

$\Gamma_{ф} \text{ (по притоку)} - 0,07 \text{ м}^3/\text{м}^3.$

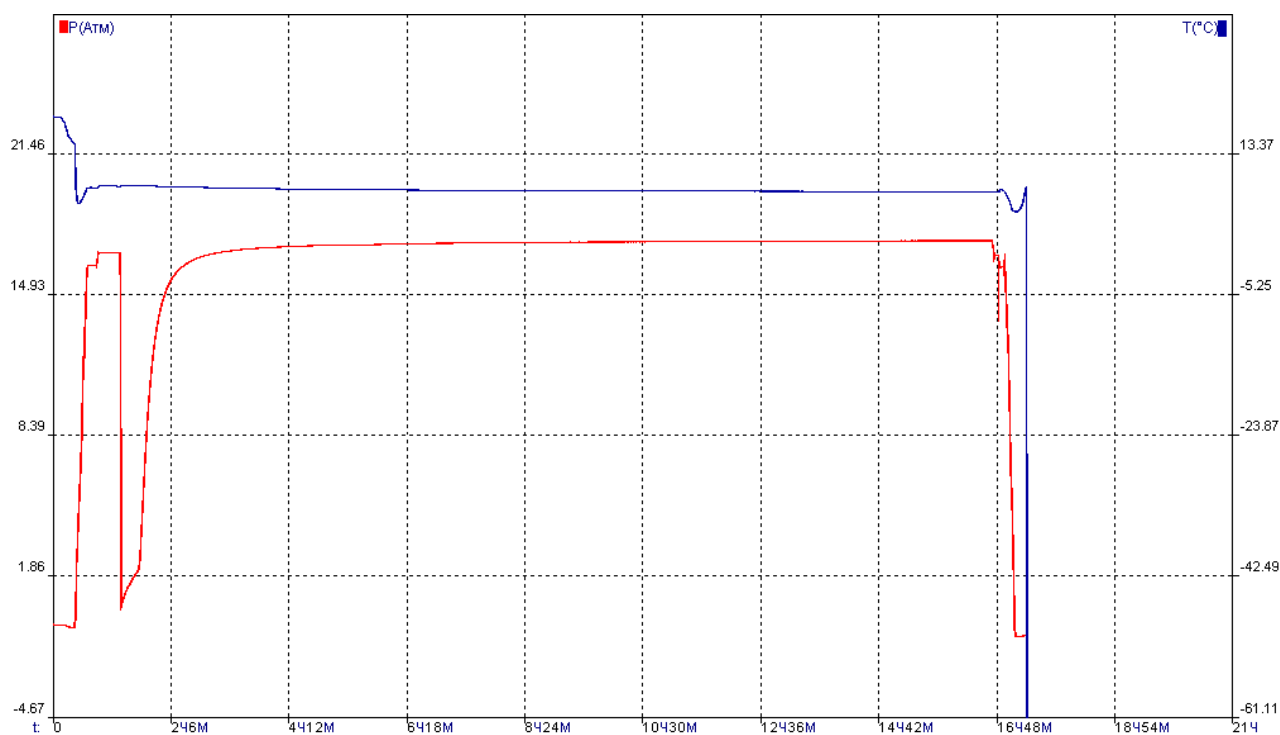


Рис. 8.10. Кривые давления и температуры при испытании  
угольного пласта 21 (185,0 – 201,5 м.)

Таблица 8.9

*Химический анализ отобранной пробы воды по скважине 11074*

| НАИМЕНОВАНИЕ<br>ПОКАЗАТЕЛЯ | ОБОЗНАЧЕНИЕ<br>и номер НД | РЕЗУЛЬТАТЫ<br>ИСПЫТАНИЙ |                       |            |
|----------------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------|------------|
|                            |                           | мг/дм <sup>3</sup>      | ммоль/дм <sup>3</sup> | экв- проц. |
| Калий                      | ГОСТ 26449.1-85           | 2,50                    | 0,06                  | 2,32       |
| Натрий                     | ГОСТ 26449.1-85           | 40,00                   | 1,74                  | 67,18      |
| Кальций                    | ГОСТ 26449.1-85           | 4,00                    | 0,20                  | 7,72       |
| Магний                     | ГОСТ 26449.1-85           | <1,0                    | 0,00                  | 0,00       |

|                           |                         |                    |                    |        |
|---------------------------|-------------------------|--------------------|--------------------|--------|
| Железо (общее)            | ГОСТ 4011-72            | 10,93              | 0,59               | 22,78  |
| Аммоний                   | ГОСТ 4192-82            | <1,0               | 0,00               | 0,00   |
| <b>Сумма катионов</b>     |                         | 57,43              | 2,59               | 100,00 |
| Карбонат                  | ГОСТ 26449.1-85         | <0,4               |                    |        |
| Гидрокарбонат             | ГОСТ 26449.1-85         | 122,00             | 2,00               | 83,68  |
| Сульфат                   | ГОСТ 4389-72            | 9,46               | 0,20               | 8,37   |
| Хлорид                    | ГОСТ 4245-72            | 5,94               | 0,17               | 7,11   |
| Нитрат                    | ГОСТ 23268.9-78         | 1,00               | 0,02               | 0,84   |
| Нитрит                    | ГОСТ 4192-82            | <0,02              | 0,00               | 0,00   |
| Фторид                    | ГОСТ 4386-81            | 0,43               |                    |        |
| <b>Сумма анионов</b>      |                         | 138,83             | 2,39               | 100,00 |
| Сухой остаток             | ГОСТ 18164-72           | 140,00             |                    |        |
| Кремнекислота             | РД 52.24.433-95         | -                  |                    |        |
| Общая жёсткость(град)     | ГОСТ 4151-72.1-85       |                    | 0,20               |        |
| устраняемая жесткость     |                         |                    | -                  |        |
| Окисляемость              | ПНД Ф 14.2:4.154-99     | 8,29               |                    |        |
| <b>Минерализация</b>      |                         | 196,26             |                    |        |
| Водородный показатель, рН | ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97 | 7,26               |                    |        |
| Цветность,(град)          | ГОСТ 3351-74            | -                  |                    |        |
| запах( балл)              | ГОСТ 3351-74            | 20 <sup>0</sup> -2 | 60 <sup>0</sup> -4 |        |

Замеренные и расчётные параметры:

#### Скважина 11074

- Интервал испытания: 269,0 – 279,2 м.
- Объект испытания - песчаник между угольными пластами 20 и 19

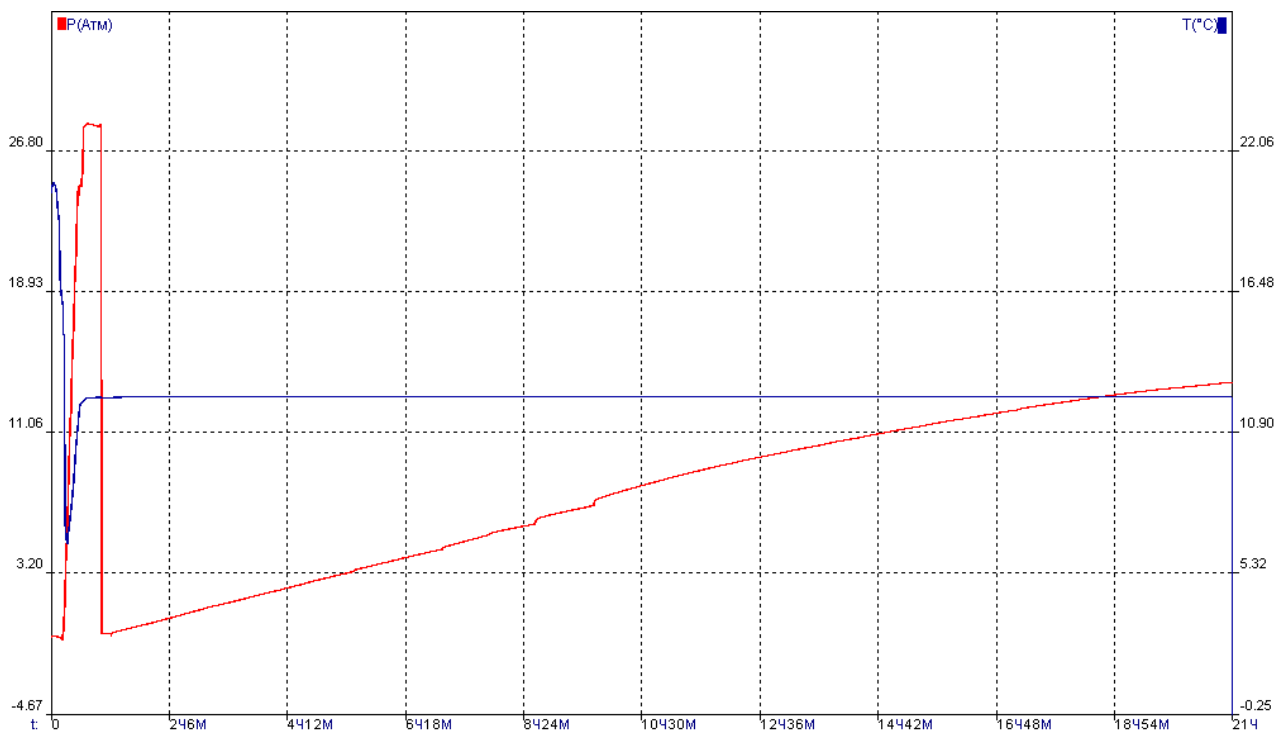


Рис. 8.16. Кривые давления и температуры при испытании песчаника между угольными пластами 20 и 19 (269,0 – 279,2 м.)

В первый закрытый период, продолжительностью 20 минут, давление не меняется и составляет 2,82 МПа.

В открытый период, длительностью 15 зафиксирован очень слабый приток в первые 5 минуты в объёме 1,5 литра, затем стремящийся к 0. Максимальный приток –  $0,7 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , средний –  $0,08 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Давление не меняется и составляет 0,05 МПа.

В закрытый период испытания, продолжительностью 20 часов, медленный рост давления до 1,42 МПа, составляющий 74 % от расчётного равного 1,89 МПа.

При подъёме инструмента в буровом снаряде воды нет. Газа в пробоотборной камере нет.

Исходя из вида притока и характера кривой восстановления давления, интервал испытания оценивается как газоносный слабопроницаемый. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Замеренные и расчётные параметры:

$P_{\text{гст.}} - 2,6 \text{ МПа.}$

$P_{\text{заб.}} - 1,42 \text{ МПа.}$

$P_{\text{расч.}} - 1,89 \text{ МПа.}$

$T_{\text{заб.}} - 12,3 \text{ }^{\circ}\text{C.}$

$Q_{\text{макс.}} - 0,7 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$Q_{\text{средн.}} - 0,08 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$K_{\text{п}} - 0,78 \text{ мД.}$

#### Скважина 11074

- Интервал испытания: 296,4 – 305,5 м.
- Объект испытания - угольный пласт 19 (297,8 - 301,5 м.)

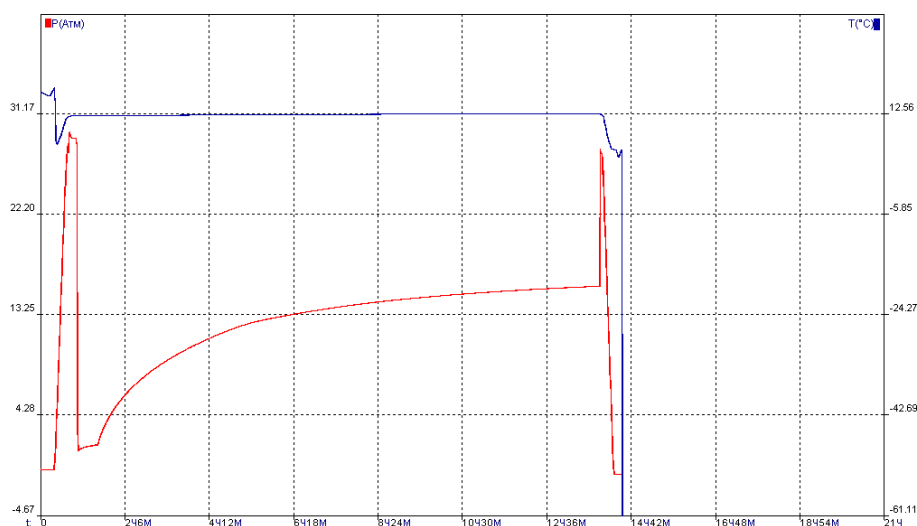


Рис. 8.17. Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 19 (296,4 – 305,5 м.)

В первый закрытый период давление не меняется и составляет 2,89 МПа.

В открытый период испытания, длительностью 30 мин, приток воды с газом в объёме 160 литров. Давление изменилось с 0,17 до 0,23 МПа. Максимальный приток составляет  $14,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , средний:  $7,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Во второй закрытый период рост давления по экспоненте за 13 часов до 1,6 МПа, составляющего 89 % от расчётного, равного 1,79 МПа.

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 33 литра воды с выделениями газа виде выделения пузырьков и бурления. Газ из пробоотборной камеры потерян при подъёме.

Таким образом, исходя из вида притока и характера кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как водогазоносный.

Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Замеренные и расчетные параметры:

$P_{гст.} - 2,84 \text{ МПа.}$

$P_{заб.} - 1,6 \text{ МПа.}$

$P_{расч.} - 1,79 \text{ МПа.}$

$T_{заб.} - 12,7^{\circ}\text{C}$

$Q_{макс.} - 14,4 \text{ МПа.}$

$Q_{средн.} - 7,5 \text{ МПа.}$

$\Gamma_{ф.} - 3,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$

$Kп - 10,2 \text{ мД.}$

#### **Скважина 11022**

➤ Интервал испытания: 348,0 – 388,8 м.

➤ Объект испытания - угольный пласт 21 (351,8 – 360,4 м.)

Испытание неудачное по геологическим и техническим причинам.

#### **Скважина 11066**

➤ Интервал испытания: 510,0 – 527,0 м.

➤ Объект испытания – угольный пласт 19 (512,0 - 517,0 м.)

В открытый период испытания продолжительностью 35 минут приток газа в объёме 93 литра. Давление не изменяется и составляет 0,16 МПа. Максимальный приток составляет 8,6 м3/сут. Средний приток – 3,8 м3/сут.

В закрытый период испытания, продолжительностью 14 часов, давление возросло до 3,11 МПа. Из- за неполной герметичности запорного клапана, изменение давления происходит по возрастающей пилообразной кривой, и только в последние 5 часов, рост давления более – менее постоянный. Расчётное давление составляет 3,65 Мпа.

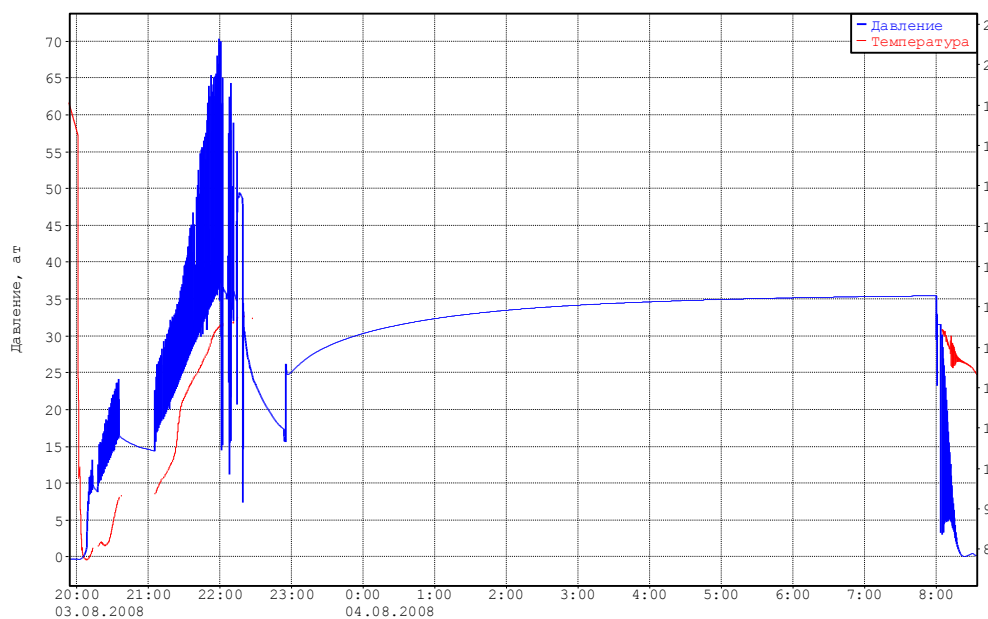


Рис. 8.18. Кривые давления и температуры при испытании  
угольного пласта 19 (512,0 – 517,0 м.)

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 41 литр воды, из которой отобрана проба. Газ из пробоотборной камеры потерян при подъёме.

Анализ химический и микрокомпонентов отобранной пробы воды представлен в таблицах 8.10 и 8.11.

Таблица 8.10

*Химический анализ воды по скважине 11066*

| НАИМЕНОВАНИЕ<br>ПОКАЗАТЕЛЯ | ОБОЗНАЧЕНИЕ и номер<br>НД | РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ |                       |            |
|----------------------------|---------------------------|----------------------|-----------------------|------------|
|                            |                           | мг/дм <sup>3</sup>   | ммоль/дм <sup>3</sup> | экв- проц. |
| Калий                      | ГОСТ 26449.1-85           | 8,00                 | 0,21                  | 3,86       |
| Натрий                     | ГОСТ 26449.1-85           | 100,00               | 4,34                  | 79,93      |
| Кальций                    | ГОСТ 26449.1-85           | 11,76                | 0,59                  | 10,87      |
| Магний                     | ГОСТ 26449.1-85           | 2,38                 | 0,20                  | 3,68       |
| Железо (общее)             | ГОСТ 4011-72              | 1,69                 | 0,09                  | 1,66       |
| Аммоний                    | ГОСТ 4192-82              | 0,00                 | 0,00                  | 0,00       |
| Сумма катионов             |                           | 123,83               | 5,43                  | 100,00     |
| Карбонат                   | ГОСТ 26449.1-85           | <0,4                 |                       |            |
| Гидрокарбонат              | ГОСТ 26449.1-85           | 292,80               | 4,80                  | 92,49      |
| Сульфат                    | ГОСТ 4389-72              | 0,00                 | 0,00                  | 0,00       |
| Хлорид                     | ГОСТ 4245-72              | 13,73                | 0,39                  | 7,51       |
| Нитрат                     | ГОСТ 23268.9-78           | 0,00                 | 0,00                  | 0,00       |
| Нитрит                     | ГОСТ 4192-82              | 0,00                 | 0,00                  | 0,00       |
| Фторид                     | ГОСТ 4386-81              | 0,25                 |                       |            |
| Сумма анионов              |                           | 306,78               | 5,19                  | 100,00     |
| Сухой остаток              | ГОСТ 18164-72             | 310,00               |                       |            |
| Кремнекислота              | РД 52.24.433-95           | 9,88                 |                       |            |
| силикаты                   |                           | 2,89                 |                       |            |
| Общая жёсткость(град)      | ГОСТ 4151-72.1-85         |                      | 0,79                  |            |
| устраняемая жесткость      |                           |                      | 0,05                  |            |
| Окисляемость               | ПНД Ф 14.2:4.154-99       | 8,00                 |                       |            |
| Минерализация              |                           | 430,61               |                       |            |
| Водородный показатель,рН   | ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97   | 7,21                 |                       |            |

|                  |              |         |       |  |
|------------------|--------------|---------|-------|--|
| Цветность,(град) | ГОСТ 3351-74 | 77      |       |  |
| запах( балл)     | ГОСТ 3351-74 | 200-0,5 | 600-1 |  |

Таблица 7.11

*Микрокомпоненты*

| Наименование показателя | Ед. измер. мг/дм <sup>3</sup> | Методы испытания обозначение и номер НД |          |
|-------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------|----------|
| свинец                  |                               | Ф.Р.1.31.2004.00986                     | 0,003    |
| медь                    |                               | Ф.Р.1.31.2004.00986                     | 0,0087   |
| мышьяк                  |                               | ф.Р.1.31.2004.01324                     | <0,001   |
| марганец                |                               | ПНД Ф 14.1:2.61-96                      | <0,002   |
| цинк                    |                               | Ф.Р.1.31.2004.00986                     | 0,0024   |
| фенолы                  |                               | ПНД Ф 14.1:2.105-97                     | 0,0189   |
| нефтепродукты           |                               | ПНД Ф 14.1:2.116-97                     | 0,1329   |
| стронций                |                               | ГОСТ 51309-99                           | -        |
| барий                   |                               | ГОСТ 51309-99                           | -        |
| литий                   |                               | ГОСТ 51309-99                           | -        |
| ртуть                   |                               | Ф.Р.1.31.2004.00986                     | <0,00005 |
| кадмий                  |                               | Ф.Р.1.31.2004.00986                     | <0,0001  |
| бериллий                |                               | ГОСТ 18294-04                           | <0,0001  |
| селен                   |                               | ГОСТ 19413-89                           | 0,0002   |
| алюминий                |                               | ПНД Ф 14.1:2:4. 166-00                  | -        |
| хром                    |                               | М.01-41-2006                            | -        |
| никель                  |                               | ПНД Ф 14.1:2:4. 202-03                  | -        |

Исходя из вида притока и характера изменения кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как газоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Замеренные и расчетные параметры:

Т заб. -19,7<sup>0</sup>С

Р гст. – 4,99 МПа.

Р пл.- 3,11 МПа.

Р расч. – 3,65 МПа.

Q макс. – 8,6 м<sup>3</sup>/сут.

Q ср. – 3,8 м<sup>3</sup>/сут.

К п – 3,8 мД.

**Скважина 11024**

- Интервал испытания: 390,0 – 410,0 м.
- Объект испытания - угольный пласт 19

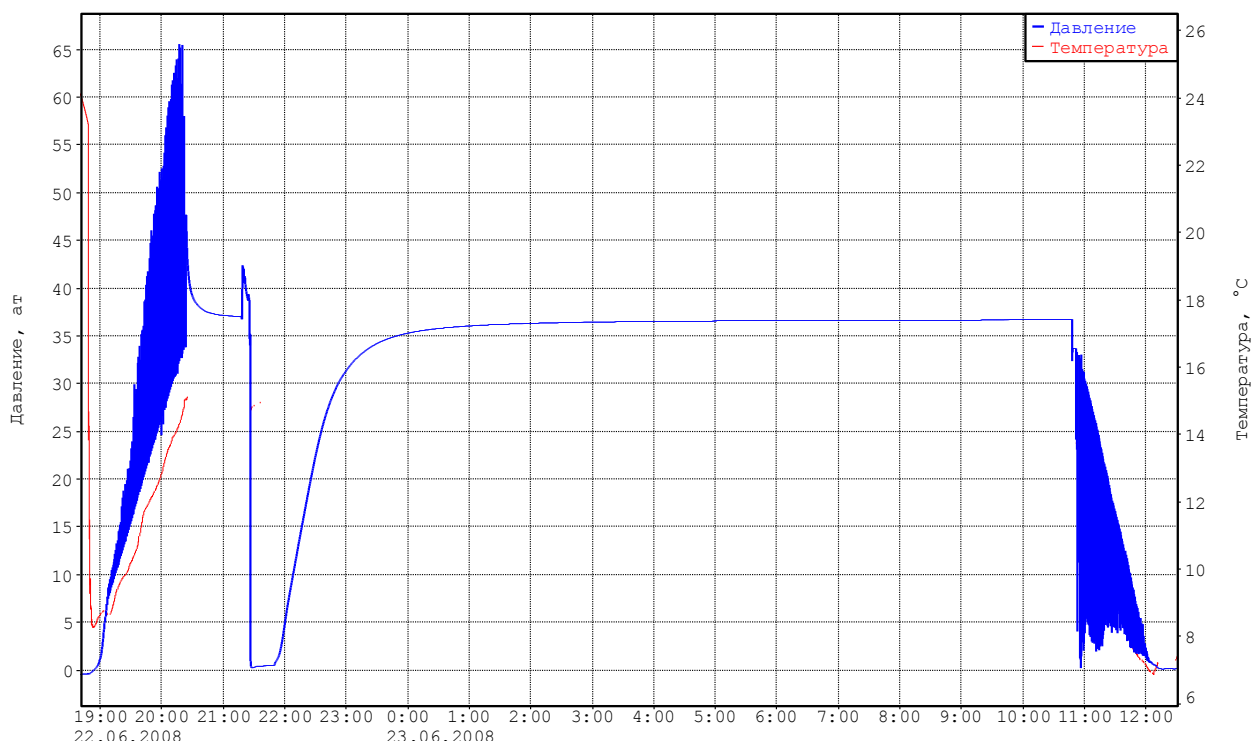


Рис. 8.19. Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 19 (390,0 – 410,0 м.)

В начале первого закрытого периода произошёл скачок давления с 3,38 МПа, являющегося давлением гидростатики, до 4,72 МПа. Затем в течение 50 минут давление плавно понижается до 3,7 МПа.

В открытый период, продолжительностью 20 минут, приток газа в объёме 70 литров. Давление изменяется с 0,06 до 0,07 МПа. Максимальный приток составляет 14,4 м<sup>3</sup>/сут., средний приток – 5,4 м<sup>3</sup>/сут.

Во второй закрытый период, продолжительностью 13 часов, давление изменяется следующим образом. В первые 1,5 часа интенсивный рост давления до 3,37 МПа. Затем до окончания закрытого периода давление по экспоненте восстанавливается до 3,67 МПа. Расчетное давление равно 3,7 МПа.

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 15 литров фильтрата промывочной жидкости. Газ из пробоотборной камеры потерян при подъёме.

Исходя из вида притока и характера изменения кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как газоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера

Замеренные и расчётные параметры.

Т заб. – 13,9<sup>0</sup>С.

Р гст. – 3,38 МПа.

Р заб. – 3,67 МПа.

Р расч. – 3,7 МПа.

$Q_{\text{макс.}} - 14,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$Q_{\text{средн.}} - 5,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$K_{\text{п.}} - 6,4 \text{ мД.}$

### Скважина 11048

- Интервал испытания: 444,1 – 461,1 м.
- Объект испытания – угольный пласт 21 (449,7 – 456,5 м.)

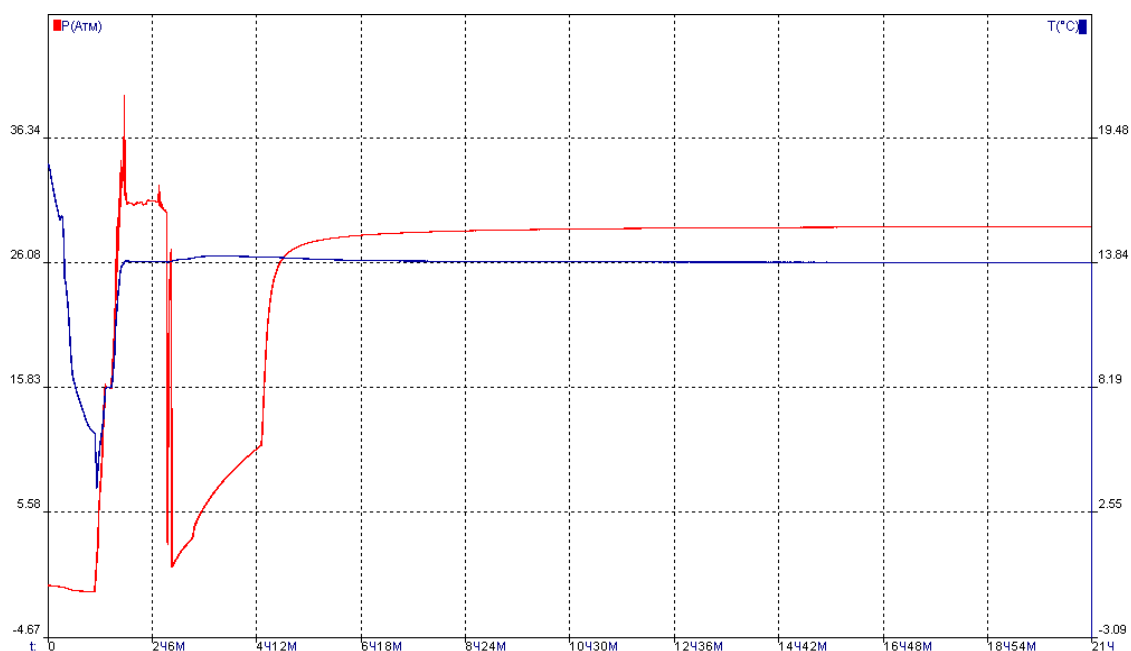


Рис. 8.20. Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 21 (444,1 – 461,1 м.)

В первый закрытый период испытания, продолжительностью 40 минут, давление составляет 3,15 МПа.

В открытый период испытания, продолжительностью 150 минут, зафиксирован приток в объеме 87 литров. Давление изменилось с 0,18 до 1,16 МПа. Максимальный приток равен  $8,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , средний приток  $0,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Во второй закрытый период, продолжительностью 16 часов, давление изменяется следующим образом. В первые 30 минут интенсивный рост давления до 2,76 МПа, а затем по экспоненте давление за 11 часов восстанавливается до 2,95 МПа и далее не растёт.

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 110 литров воды, из которой отобрана проба в объеме 5 литров. Из пробоотборной камеры отобрано 0,5 литра газа под давлением 1 МПа.

Таблица 8.12

Химический анализ отобранной пробы воды по скважине 11048 по пласту 21

| НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ | ОБОЗНАЧЕНИЕ и номер НД | РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ |                       |            |
|-------------------------|------------------------|----------------------|-----------------------|------------|
|                         |                        | мг/дм <sup>3</sup>   | ммоль/дм <sup>3</sup> | экв- проц. |
| Калий                   | ГОСТ 26449.1-85        | 2,00                 | 0,05                  | 0,96       |

|                          |                         |                      |                    |        |
|--------------------------|-------------------------|----------------------|--------------------|--------|
| Натрий                   | ГОСТ 26449.1-85         | 100,00               | 4,35               | 83,65  |
| Кальций                  | ГОСТ 26449.1-85         | 4,81                 | 0,24               | 4,62   |
| Магний                   | ГОСТ 26449.1-85         | 5,26                 | 0,43               | 8,27   |
| Железо (общее)           | ГОСТ 4011-72            | 0,52                 | 0,03               | 0,58   |
| Аммоний                  | ГОСТ 4192-82            | 1,81                 | 0,10               | 1,92   |
| <b>Сумма катионов</b>    |                         | 114,40               | 5,20               | 100,00 |
| Карбонат                 | ГОСТ 26449.1-85         | <0,4                 |                    |        |
| Гидрокарбонат            | ГОСТ 26449.1-85         | 311,10               | 5,10               | 95,68  |
| Сульфат                  | ГОСТ 4389-72            | 3,29                 | 0,07               | 1,31   |
| Хлорид                   | ГОСТ 4245-72            | 4,90                 | 0,14               | 2,63   |
| Нитрат                   | ГОСТ 23268.9-78         | 1,40                 | 0,02               | 0,38   |
| Нитрит                   | ГОСТ 4192-82            | 0,18                 | 0,00               | 0,00   |
| Фторид                   | ГОСТ 4386-81            | 0,25                 |                    |        |
| <b>Сумма анионов</b>     |                         | 321,12               | 5,33               | 100,00 |
| Сухой остаток            | ГОСТ 18164-72           | 292,00               |                    |        |
| Кремнекислота            | РД 52.24.433-95         | 9,57                 |                    |        |
| кремний                  |                         | 2,80                 |                    |        |
| Общая жёсткость(град)    | ГОСТ 4151-72.1-85       |                      | 0,67               |        |
| устраняемая жесткость    |                         |                      | 0,05               |        |
| Окисляемость             | ПНД Ф 14.2:4.154-99     | 2,56                 |                    |        |
| <b>Минерализация</b>     |                         | 435,52               |                    |        |
| Водородный показатель,рН | ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97 | 7,32                 |                    |        |
| Цветность,(град)         | ГОСТ 3351-74            | 25                   |                    |        |
| запах( балл)             | ГОСТ 3351-74            | 20 <sup>0</sup> -0,5 | 60 <sup>0</sup> -3 |        |

Исходя из вида притока и характера изменения кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как водогазоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу ВСЕГИНГЕО.

Таблица 8.13

## Химический анализ отобранной пробы газа по скважине 11048

| дата отбора | № скв. | Глубина     | Пласт | Анализ газа.               |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|-------------|--------|-------------|-------|----------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|             |        |             |       | Определяемые компоненты, % |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|             |        |             |       | CO <sub>2</sub>            | O <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| 12.12.2007  | 11048  | 449,7-456,5 | 21    | 0,4                        | 0,8            | 93,1            | не обн.                       | не обн.                       | не обн.                        | не обн.        | 5,7            |

Замеренные и расчетные параметры:

Т заб. – 13,8<sup>0</sup>С.

Р гст. – 3,38 МПа.

Р заб. = Р пл. – 2,95 МПа

Н ст. = – 150,1 м.

Г ф – 0,1 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

К п – 3,5 мД.

К ф. – 0,003 м/сут.

К ф.м. – 0,42 м<sup>2</sup>/сут.

Р газа ПК – 1 МПа.

V газа ПК. – 0,5 литр.

$Q_{\text{макс.}} - 8,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$   
 $Q_{\text{средн.}} - 0,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$

### Скважина 11048

- Интервал испытания: 500,0 – 539,8 м.
- Объект испытания – угольный пласт 19 (503,0 – 511,8 м)

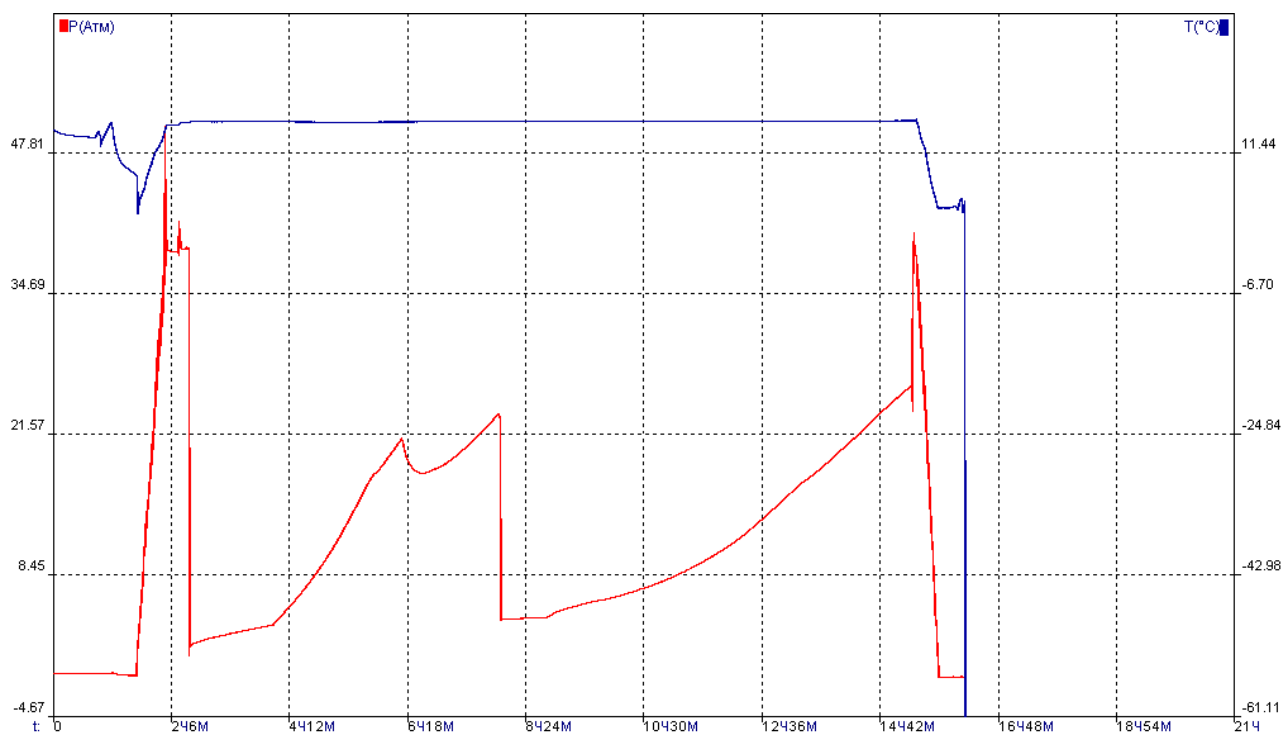


Рис. 8.21. Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 19 (500,0 – 539,8 м.)

В первый закрытый период давление не изменяется и равно давлению гидростатики.

В первый открытый период, продолжительностью 1 час 30 минут приток в объеме 34 литра. Давление изменилось с 0,23 до 0,44 МПа.

Во второй закрытый период, продолжительностью 4 часа давление менялось следующим образом: В первые 2,5 часа давление почти по прямой поднимается до 2,12 МПа. Затем падение давления и по синусоиде возрастание давления до 2,36 МПа. Уменьшение давления объясняется негерметичностью закрытия запорного клапана.

Во второй открытый период, продолжительностью 50 минут, слабый приток в объеме 20 литров. Давление изменилось 0,48 до 0,5 МПа.

В третий закрытый период, продолжительностью 6,5 часа давление по слабовогнутой кривой возрастает до 2,64 МПа, составляющего 80% от расчетного, равного 3,25 МПа.

При подъеме инструмента в буровом снаряде замерено 50 литров воды, из которой отобрана проба в объеме 5 литров. Газ из пробоотборной камеры потерян при подъеме инструмента.

Таблица 8.14

Химический анализ отобранной пробы воды по скважине 11048 по пласту 19

| НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ  | ОБОЗНАЧЕНИЕ и номер НД  | Результаты испытаний |                       |            |
|--------------------------|-------------------------|----------------------|-----------------------|------------|
|                          |                         | мг/дм <sup>3</sup>   | ммоль/дм <sup>3</sup> | экв- проц. |
| Калий                    | ГОСТ 26449.1-85         | 0,50                 | 0,01                  | 0,76       |
| Натрий                   | ГОСТ 26449.1-85         | 20,00                | 0,87                  | 65,91      |
| Кальций                  | ГОСТ 26449.1-85         | 4,00                 | 0,20                  | 15,15      |
| Магний                   | ГОСТ 26449.1-85         | 0,00                 | 0,00                  | 0,00       |
| Железо (общее)           | ГОСТ 4011-72            | 2,95                 | 0,16                  | 12,12      |
| Аммоний                  | ГОСТ 4192-82            | 1,46                 | 0,08                  | 6,06       |
| <b>Сумма катионов</b>    |                         | 28,91                | 1,32                  | 100,00     |
| Карбонат                 | ГОСТ 26449.1-85         | <0,4                 |                       |            |
| Гидрокарбонат            | ГОСТ 26449.1-85         | 54,90                | 0,90                  | 80,36      |
| Сульфат                  | ГОСТ 4389-72            | 3,29                 | 0,07                  | 6,25       |
| Хлорид                   | ГОСТ 4245-72            | 3,92                 | 0,11                  | 9,82       |
| Нитрат                   | ГОСТ 23268.9-78         | 2,35                 | 0,04                  | 3,57       |
| Нитрит                   | ГОСТ 4192-82            | 0,15                 | 0,00                  | 0,00       |
| Фторид                   | ГОСТ 4386-81            | 0,12                 |                       |            |
| <b>Сумма анионов</b>     |                         | 64,73                | 1,12                  | 100,00     |
| Сухой остаток            | ГОСТ 18164-72           | 78,00                |                       |            |
| Кремнекислота            | РД 52.24.433-95         | 10,15                |                       |            |
| кремний                  |                         | 3,42                 |                       |            |
| Общая жёсткость(град)    | ГОСТ 4151-72.1-85       |                      | 0,20                  |            |
| устраняемая жесткость    |                         |                      | 0,00                  |            |
| Окисляемость             | ПНД Ф 14.2:4.154-99     | 6,72                 |                       |            |
| <b>Минерализация</b>     |                         | 93,64                |                       |            |
| Водородный показатель,рН | ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97 | 8,10                 |                       |            |
| Цветность,(град)         | ГОСТ 3351-74            | 45                   |                       |            |
| запах( балл)             | ГОСТ 3351-74            | 20 <sup>0</sup> -2   | 60 <sup>0</sup> -3,5  |            |

Исходя из вида притока и характера кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как газоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Т заб. – 18,6<sup>0</sup>С.

Р гст. – 3,92 МПа.

Р заб. – 2,64 МПа.

Р расч. – 3,25 МПа.

Q макс. – 7,2 м<sup>3</sup>/сут.

Q средн. – 0,5 м<sup>3</sup>/сут.

К п. – 1,8 мД.

#### Скважина 11068

- Интервал испытания: 731,9 – 753,2 м.
- Объект испытания – угольный пласт 19 (734,7 – 741,7 м.)

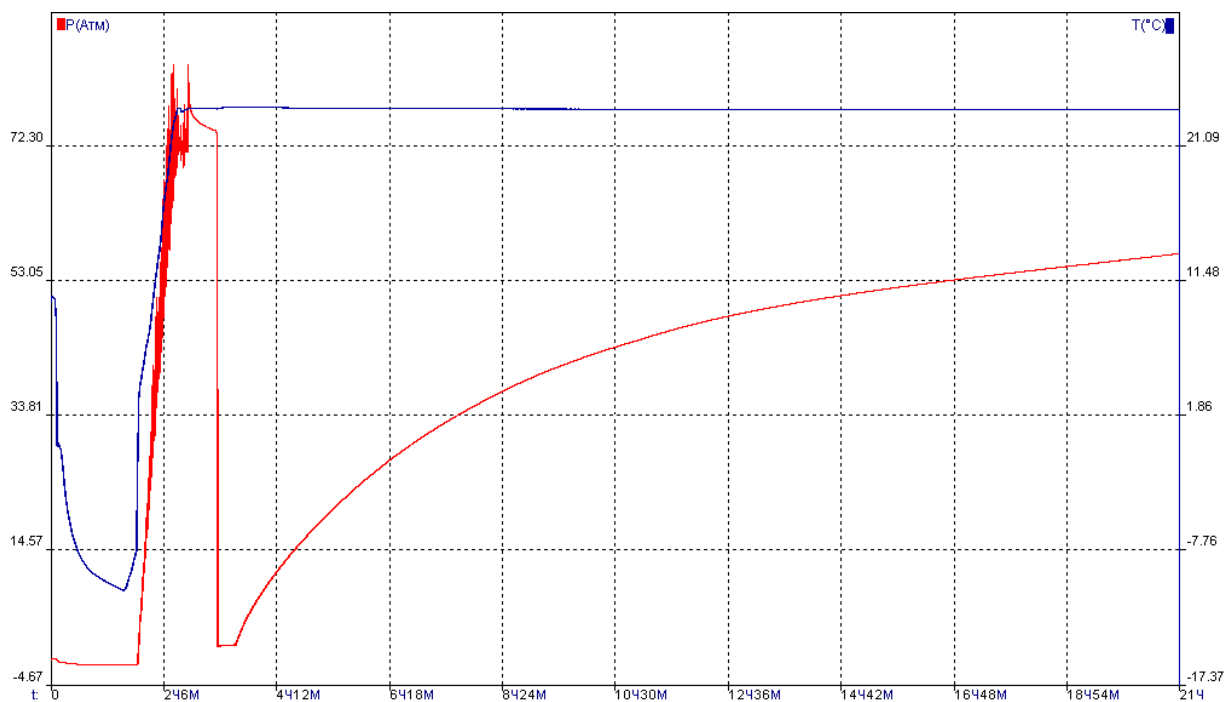


Рис. 8. 22. Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 19 (731,9 – 753,2 м.)

В начале первого закрытого периода скачек давления с 7,14 МПа (являющегося давлением промывочной жидкости) до 8,39 МПа, и далее по экспоненте, в течение получаса, давление падает до 7,43 МПа.

В открытый период, продолжительностью 25 минут зафиксирован слабый приток газа в объеме 30 литров. Давление изменилось с 0,1 до 0,12 МПа. Максимальный приток составляет 4,3 м<sup>3</sup>/сут., средний приток – 1,7 м<sup>3</sup>/сут.

Во второй закрытый период, продолжительностью 18,5 часа, рост давления по экспоненте до 5,69 МПа, составляющего 86 % от расчетного, равного 6,58 МПа.

При подъеме инструмента в буровом снаряде замерено 8 литров воды. Газ из пробоотборной камеры потерян при подъеме.

Таким образом, исходя из вида притока и характера изменения кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как газоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Замеренные и расчетные параметры:

T заб. – 23,7<sup>0</sup>C.

P гст. – 7,14 МПа.

P заб. - 5,69 МПа.

P расч. – 6,38 МПа.

Q макс. – 4,3 м<sup>3</sup>/сут.

Q средн. - 1,7 м<sup>3</sup>/сут.

Кп. – 2,5 мД.

**Скважина 11070**

- Интервал испытания: 515,0 – 532,0 м.
- Объект испытания – угольный пласт 21 (517,3 – 525,6 м.)

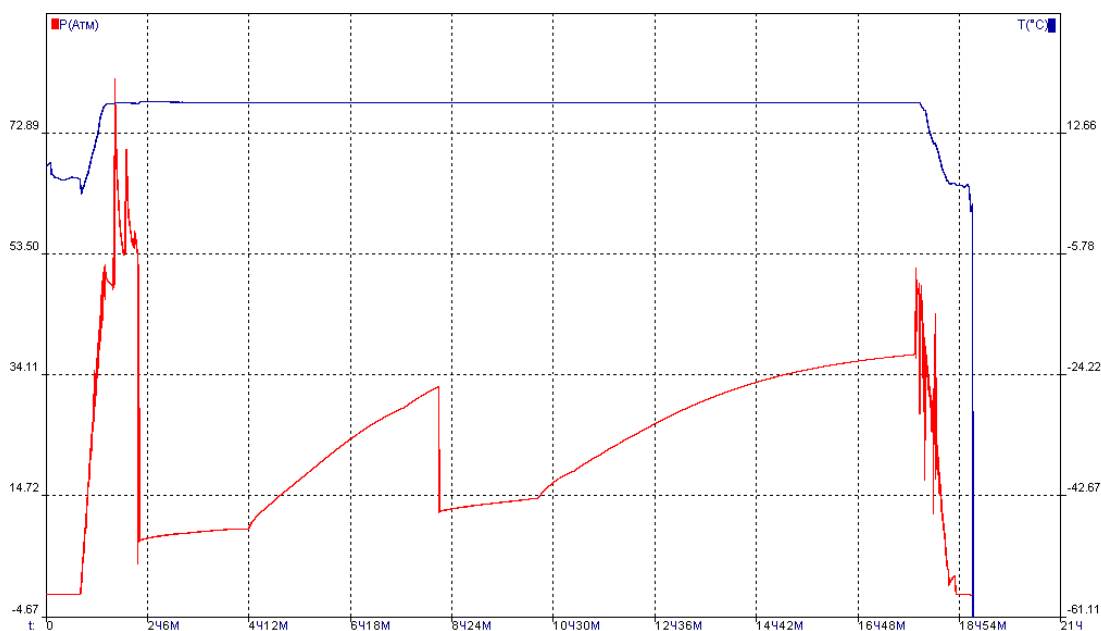


Рис. 8.23. Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 21 (515,0 – 532,0 м.)

В первый закрытый период из-за проваливания снаряда в буровой шлам и проскальзывания пакера по скважине происходят скачки давления до 2 МПа.

В первый открытый продолжительностью 140 минут, очень слабый приток в пределах чувствительности газового счётчика. Давление изменяется с 0,81 до 10,0 МПа. При вращении снаряда для открытия запорного клапана из-за неисправности муфты сцепления ошиблись в оборотах, и как следствие, клапан открылся не полностью.

Во второй закрытый период 5,5 часа давление по выгнутой кривой возрастает до 3,24 МПа.

Во второй закрытый период, продолжительностью 2 часа, приток в объёме 190 литров. Давление изменилось с 1,28 до 1,47 МПа. Максимальный приток составляет 14 м<sup>3</sup>/сут, средний приток 2,3 м<sup>3</sup>/сут. Исходя из объёма притока и изменения давления, основу притока составляет газ.

В третий закрытый период давление по экспоненте за 8 часов возрастает до 3,77 МПа, что составляет 87% от расчётного, равного 4,3 МПа

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 250 литров воды, из которой отобрана проба. В пробоотборной камере замерено 10 литров газа под давлением 1,5 МПа.

Исходя из вида притока и характера изменения кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как газоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Таблица 8.15

*Химический анализ отобранной пробы газа по скважине 11070*

| дата отбора | № скв. | Глубина     | Пласт | Анализ газа.               |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|-------------|--------|-------------|-------|----------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|             |        |             |       | Определяемые компоненты, % |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|             |        |             |       | CO <sub>2</sub>            | O <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| 12.01.2008  | 11070  | 515,0-532,0 | 21    | 1,0                        | 1,6            | 83,6            | не обн.                       | не обн.                       | не обн.                        | не обн.        | 14,8           |

Замеренные и расчётные параметры:

Т заб. – 17,3<sup>0</sup>С.

Р гст. – 4,74 МПа.

Р заб. – 3,77 МПа.

Р расч. – 4,3 МПа.

Q макс. – 14 м<sup>3</sup>/сут.

Q средн. – 2,3 м<sup>3</sup>/сут.

V газа ПК – 10 литр.

Р газа ПК. – 1,5 МПа.

К п. – 3,7 мД.

### **Скважина 11058**

- Интервал испытания: 350,0 – 363,2 м.
- Объект испытания: угольный пласт 21 (351,7 – 359,7 м.)  
угольного пласта 21 (350,0 – 363,2 м.)

В начале первого закрытого периода скачёрк давления с 2,83 МПа, являющегося давлением гидростатики, до 3,24 МПа, и затем в продолжение 20 минут падение давления до 27,73 МПа.

В открытый период испытания, продолжительностью 20 минут, зафиксирован приток в объёме 50 литров. Давление изменяется с 0,07 до 0,08 МПа. Максимальный приток составляет 7,8 м<sup>3</sup>/сут., средний приток – 3,6 м<sup>3</sup>/сут.

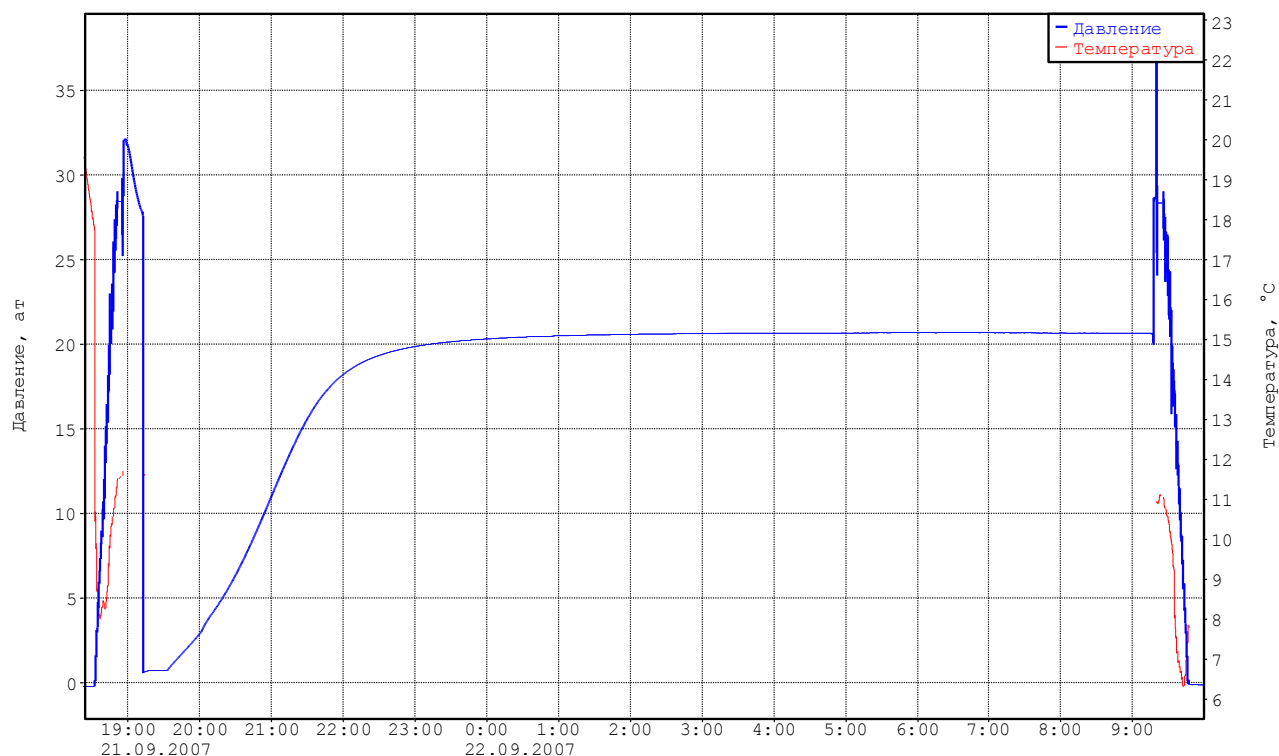


Рис. 8.24. Кривые давления и температуры при испытании

Во второй закрытый период, продолжительностью 13,5 часа, давление меняется следующим образом. В течение первых полутора часов, давление растёт по вогнутой кривой. Затем через перегиб давление растёт по выпнутой кривой и, далее по экспоненте за 10,5 часа восстанавливается до 2,07 МПа, являющегося пластовым давлением.

При подъёме инструмента в буровом снаряде замерено 10 литров воды. Из пробоотборной камеры отобрано 0,5 литра под давлением 0,2 МПа.

Исходя из вида притока и характера изменения кривой восстановления давления, объект испытания объект испытания оценивается как газоносный.

Химический анализ отобранной пробы газа представлен в таблице 7.16.

Таблица 8.16

*Химический анализ отобранной пробы газа по скважине 11058 по пласту 21*

| дата отбора | № скв. | Глубина     | Пласт | Анализ газа.               |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|-------------|--------|-------------|-------|----------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|             |        |             |       | Определяемые компоненты, % |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|             |        |             |       | CO <sub>2</sub>            | O <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| 22.08.2007  | 11058  | 350,0-363,2 | 21    | 0,2                        | 4,0            | 66,0            | не обн.                       | не обн.                       | не обн.                        | не обн.        | 29,8           |

Замеренные и расчётные параметры:

Р гст. – 2,83 МПа.

Р заб. – 2,07 МПа.

Т заб. – 11<sup>0</sup>С.

Q макс. – 7,8 м<sup>3</sup>/сут.

Q средн. – 3,6 м<sup>3</sup>/сут.

V газа ПК – 0,5 литр.

Р газа ПК. – 0,2 МПа.

К п. – 5,4 мД.

### Скважина 11058

- Интервал испытания: 456,0 – 467,3 м.
- Объект испытания - угольный пласт 19 (457,7 – 461,6 м.)

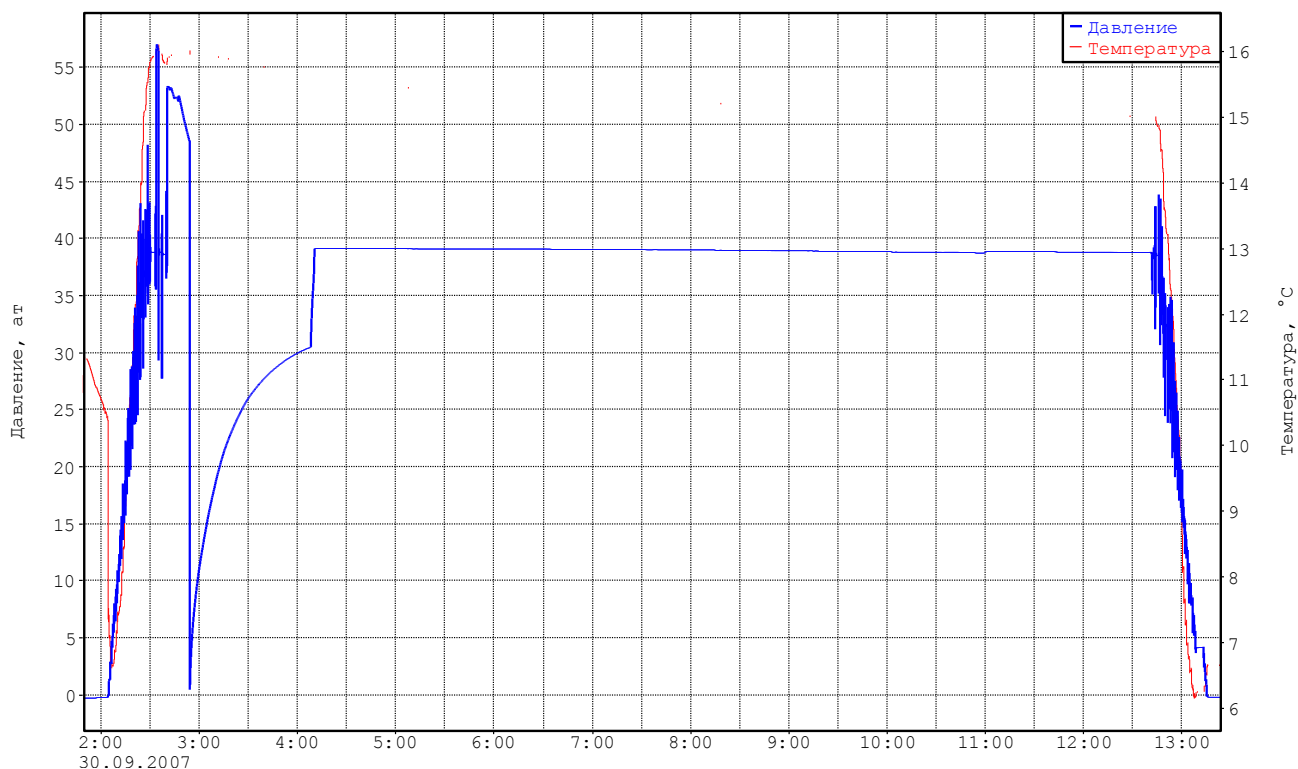


Рис. 8.25. Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 19 (456,0 – 467,3 м.)

В начале первого закрытого периода скачѣк давления с 3,9 до 5,31 МПа. Затем в течение 15 минут падение давления до 4,86 МПа.

В открытый период испытания, продолжительностью 2 часа 10 минут, рост давления с 0,06 до 3,04 МПа. Объем притока составляет 370 литров. Максимальный приток составляет 15,2 м3/сут. Средний приток: 4,1 м3/сут.

В начале второго закрытого периода скачѣк давления за 3 минуты с 3,04 до 3,9 МПа, и далее до окончания испытания давление не изменяется.

При подъѣме инструмента в буровом снаряде замерено 350 литров воды. Из пробоотборной камеры отобрано 0,5 литра газа под давлением 0,4 МПа.

Исходя из вида притока и характера кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как водоносный с растворенным газом. Параметры пласта рассчитаны по методу ВСЕГИНГЕО.

Химический анализ отобранной пробы газа представлен в таблице 8.17.

Таблица 8.17

*Химический анализ отобранной пробы газа по скважине 11058 по пласту 19*

| дата отбора | № скв. | Глубина     | Пласт | Анализ газа.               |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|-------------|--------|-------------|-------|----------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|             |        |             |       | Определяемые компоненты, % |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|             |        |             |       | CO <sub>2</sub>            | O <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| 30.09.2007  | 11058  | 456,0-467,3 | 19    | 0,2                        | 1,0            | 92,7            | не обн.                       | не обн.                       | не обн.                        | не обн.        | 6,1            |

Замеренные и расчётные параметры:

Р гст. – 3,90 МПа.

Т заб. – 15<sup>0</sup>С.

Р пл. = Р заб. – 3,90 МПа.

Н ст. = - 66,6 м.

Q макс. – 15,2 м<sup>3</sup>/сут.

Q средн. – 4,1 м<sup>3</sup>/сут.

V газа ПК – 0,5 литр.

Р газа ПК – 0,6 МПа.

Г ф. – 0,10 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

К ф.м. – 0,113 м<sup>2</sup>/сут.

К ф. – 0,01 м/сут.

К п. – 12 мД.

### **Скважина 11020**

➤ Интервал испытания: 442,0 – 453,1 м.

➤ Объект испытания – угольный пласт 15 в. п. (443,4 – 447,3 м.)

В начале первого закрытого периода скачек давления с 3,91 МПа, являющегося давлением промывочной жидкости, до 4,66 МПа. Далее в течение часа медленный рост давления до 4,73 МПа.

В первый открытый период, продолжительностью 1 час 40 мин., давление изменяется с 0,14 до 0,18 МПа. Максимальный приток составляет 12,9 м<sup>3</sup>/сут, средний приток – 6,4 м<sup>3</sup>/сут. Объём притока составляет 400 литров газа.

Во второй закрытый период испытания, продолжительностью 3 часа 10 минут, давление почти по прямой увеличивается до 2,62 МПа, составляющий 84 % от расчётного, равного 3,11 МПа.

Во второй открытый период, продолжительностью 2 часа 50 минут, давление изменяется с 0,22 до 0,24 МПа. Максимальный приток равен 8,6 м<sup>3</sup>/сут., средний приток – 5,0 м<sup>3</sup>/сут. Объём притока равен 425 литров газа.

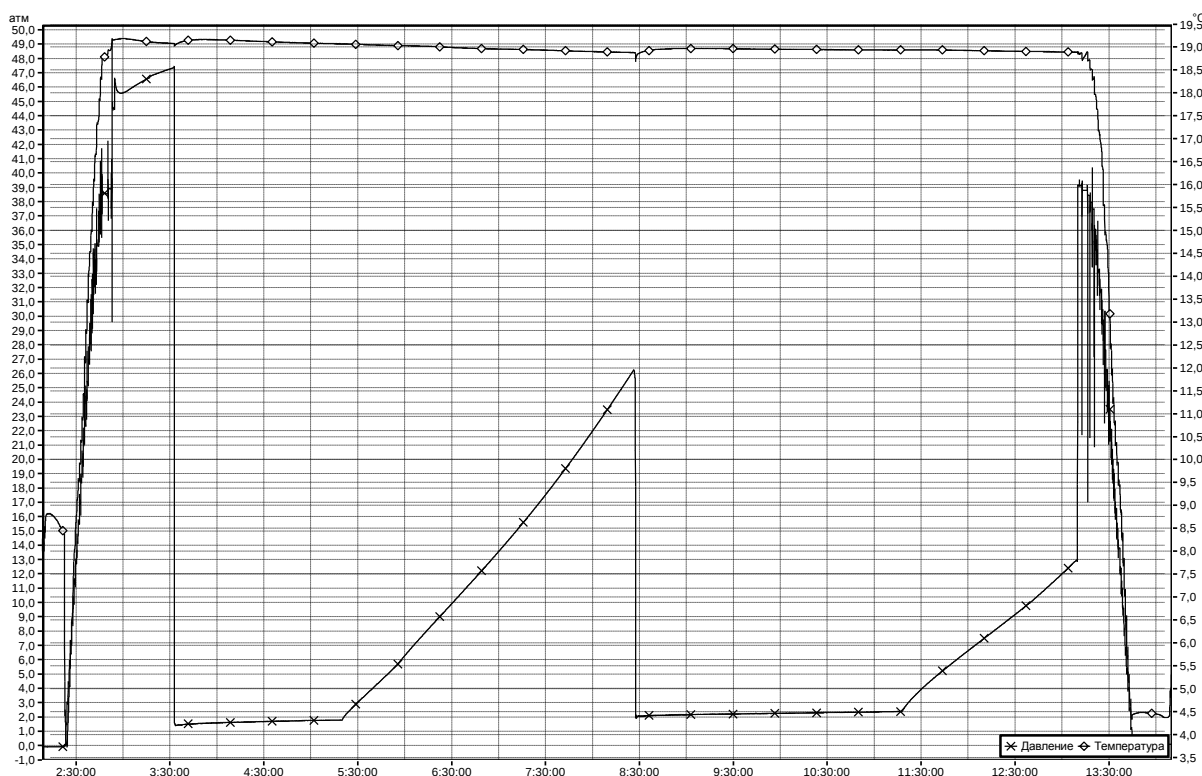


Рис. 8.26. Кривые давления и температуры при испытании  
угольного пласта 15 в.п. (442,0 – 453,1 м.)

В третий закрытый период, продолжительностью 2 часа, рост давления по прямой до 1,28 МПа.

При подъеме инструмента в буровом снаряде замерено 15 литров воды. Газ из пробоотборной камеры потерян при подъеме.

Исходя из вида притока и характера кривой восстановления, давления объект испытания оценивается как газоносный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Замеренные и расчетные параметры:

Т заб. – 18,9°С.

Р гст. – 3,91 МПа.

Р заб. - 2,62 МПа.

Р расч.- 3,11 МПа.

Q макс. – 12,9 м<sup>3</sup>/сут.

Q средн. – 6,4 м<sup>3</sup>/сут.

К п. – 6,2 мД.

### Скважина 11020

- Интервал испытания: 725,0 – 746,4 м.
- Объект испытания – угольный пласт 7 – 7а

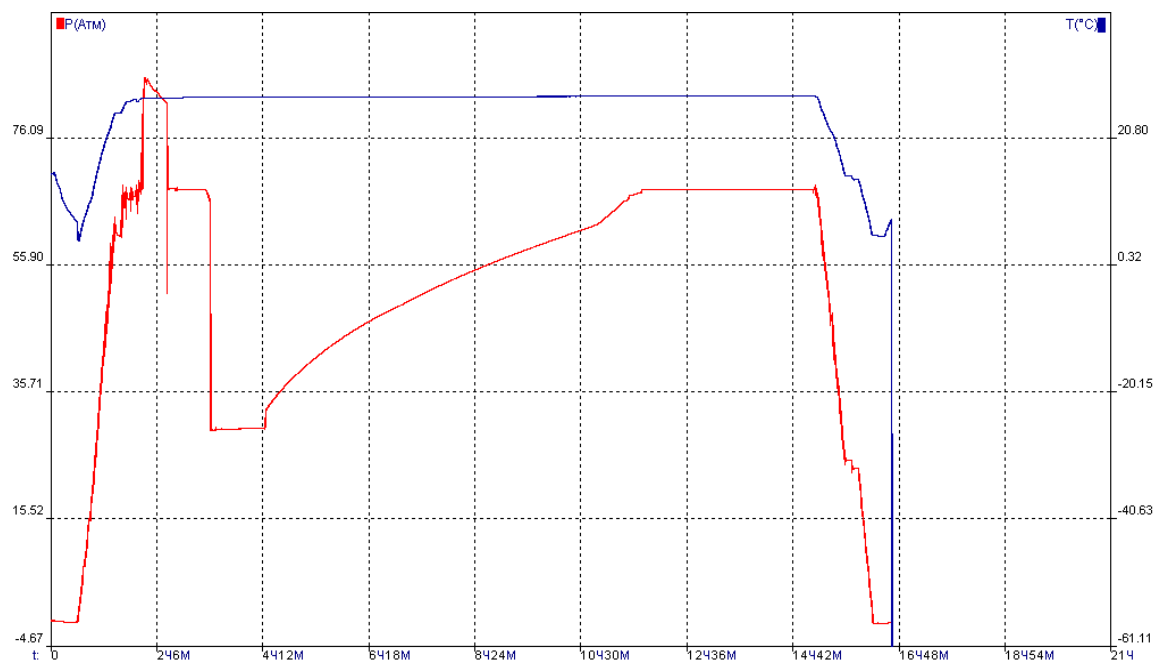


Рис. 8.27. Кривые давления и температуры при испытании  
угольного пласта 7 – 7а (725,0 – 746,4 м.)

В первый закрытый период давление не изменяется и равно давлению промывочной жидкости, составляющее 6,79 МПа.

В открытый период испытания, продолжительностью 1 час, зафиксирован приток в объеме 78 литров. Давление изменилось с 2,96 до 2,99 МПа. Максимальный приток равен 8,6 мЗ/сут. Средний приток равен 1,8 мЗ/сут.

Во второй закрытый период, продолжительностью 11 часов, в первые 6 часов рост давления по экспоненте до 6,31 МПа. Затем перегиб кривой и в течение 50 минут давление по прямой давление восстанавливается до 6,79 МПа, равного давлению промывочной жидкости и далее, до окончания закрытого периода, не изменяется.

При подъеме инструмента в снаряде замерено 25 литров фильтрата промывочной жидкости. Из пробоотборной камеры отобрано 0,1 литр газа под давлением 0,5 МПа.

Исходя из вида притока и характера кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как газonosный. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Химический анализ отобранной пробы газа представлен в таблице 8.18.

Таблица 8.18

Химический анализ отобранной пробы газа по скважине 11020

| дата отбора | № скв. | Глубина     | Пласт | Анализ газа.               |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|-------------|--------|-------------|-------|----------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|             |        |             |       | Определяемые компоненты, % |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|             |        |             |       | CO <sub>2</sub>            | O <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| 21.03.2008  | 11020  | 725,0-746,4 | 7-7а  | 0,8                        | 0,8            | 90,4            | не обн.                       | не обн.                       | не обн.                        | не обн.        | 8,0            |

Замеренные и расчётные параметры:

T заб. – 27,7 °C.

$P_{гст.} - 6,79 \text{ МПа.}$

$P_{заб.} - 6,79 \text{ МПа.}$

$Q_{макс.} - 8,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$Q_{средн.} - 1,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$V_{газа ПК.} - 0,1 \text{ литр.}$

$P_{газа ПК.} - 0,5 \text{ МПа.}$

$K п - 3,9 \text{ мД.}$

- Интервал испытания: 388,0 – 411,0 м.
- Объект испытания – угольный пласт 19 (392,0 – 404,1 м)

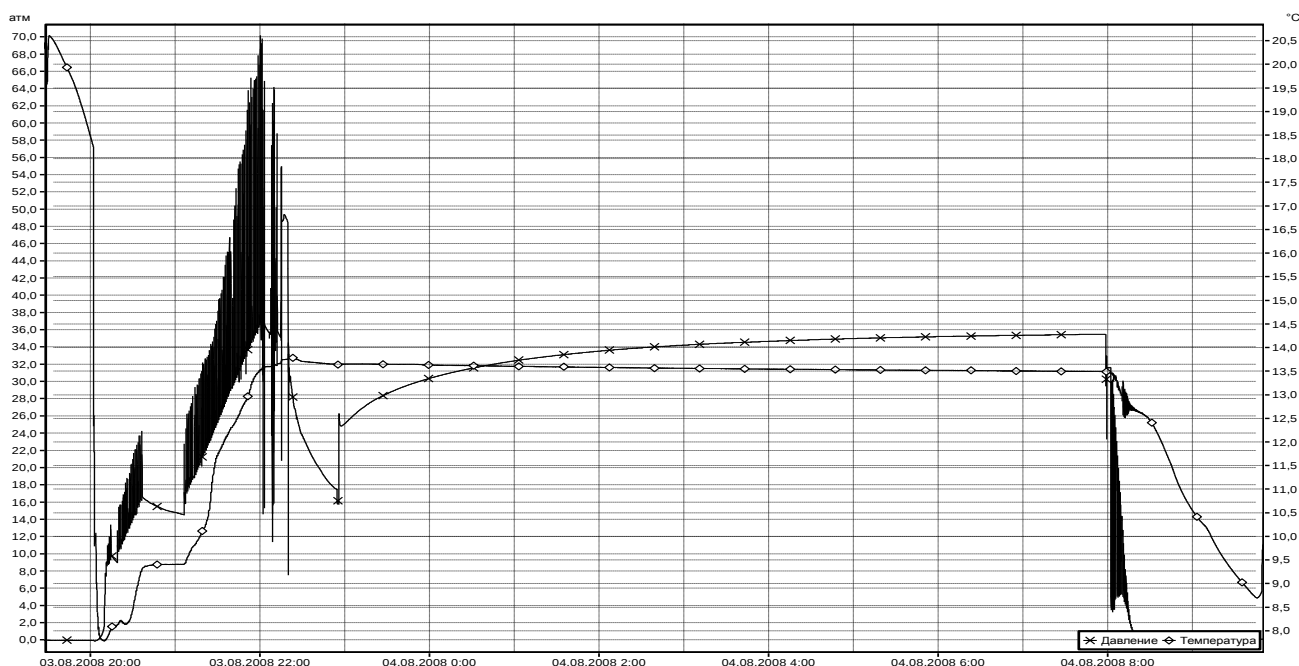


Рис. 8.28. Кривые давления и температуры при испытании угольного пласта 19 (388,0 – 411,0 м.)

В первый открытый период, продолжительностью 10 минут давление постоянное и составляет 4,87 МПа. Повышенное, по отношению к гидростатическому, давление, равное 3,57 МПа, объясняется поршневым эффектом при запакеровке интервала.

Во второй открытый период испытания, продолжительностью 40 минут зафиксирован приток в объеме 270 метров. Максимальный приток равен 24,5 м<sup>3</sup>/сут, средний приток 10 м<sup>3</sup>/сут. Давление уменьшается с 3,16 до 1,75 МПа. Падение давления объясняется возникновением кольматации в прискважинной зоне.

Во второй закрытый период, продолжительностью 9 часов, давление изменяется следующим образом. В начале закрытого периода - скачок давления до 2,48 МПа, и затем, по экспоненциальному закону за 7 часов восстанавливается до пластового, равного 3,54 МПа и далее до окончания испытания не изменяется.

При подъеме инструмента в буровом снаряде замерено 300 литров смеси фильтрата промывочной жидкости с пластовой водой, насыщенной газом. В пробоотборной камере замерено 1,5 литра газа под давлением 1 МПа.

Таблица 8.19

## Химический анализ отобранной пробы воды по скважине 11020

| НАИМЕНОВАНИЕ<br>ПОКАЗАТЕЛЯ | ОБОЗНАЧЕНИЕ<br>и номер НД | РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ |                       |            |
|----------------------------|---------------------------|----------------------|-----------------------|------------|
|                            |                           | мг/дм <sup>3</sup>   | ммоль/дм <sup>3</sup> | экв- проц. |
| Калий                      | ГОСТ 26449.1-85           | 8,00                 | 0,21                  | 5,88       |
| Натрий                     | ГОСТ 26449.1-85           | 60,00                | 2,61                  | 73,12      |
| Кальций                    | ГОСТ 26449.1-85           | 3,92                 | 0,20                  | 5,60       |
| Магний                     | ГОСТ 26449.1-85           | 2,38                 | 0,20                  | 5,60       |
| Железо (общее)             | ГОСТ 4011-72              | 6,40                 | 0,35                  | 9,80       |
| Аммоний                    | ГОСТ 4192-82              | 0,00                 | 0,00                  | 0,00       |
| <b>Сумма катионов</b>      |                           | 80,70                | 3,57                  | 100,00     |
| Карбонат                   | ГОСТ 26449.1-85           | <0,4                 |                       |            |
| Гидрокарбонат              | ГОСТ 26449.1-85           | 183,00               | 3,00                  | 83,80      |
| Сульфат                    | ГОСТ 4389-72              | 13,99                | 0,29                  | 8,10       |
| Хлорид                     | ГОСТ 4245-72              | 11,77                | 0,25                  | 6,98       |
| Нитрат                     | ГОСТ 23268.9-78           | 2,50                 | 0,04                  | 1,12       |
| Нитрит                     | ГОСТ 4192-82              | 0,03                 | 0,00                  | 0,00       |
| Фторид                     | ГОСТ 4386-81              | 0,27                 |                       |            |
| <b>Сумма анионов</b>       |                           | 211,56               | 3,58                  | 100,00     |
| Сухой остаток              | ГОСТ 18164-72             | 225,00               |                       |            |
| Кремнекислота              | РД 52.24.433-95           | 9,88                 |                       |            |
| силикаты                   |                           | 2,89                 |                       |            |
| Общая жёсткость(град)      | ГОСТ 4151-72.1-85         |                      | 0,40                  |            |
| устраняемая жесткость      |                           |                      | 0,40                  |            |
| Окисляемость               | ПНД Ф 14.2:4.154-99       | 9,44                 |                       |            |
| <b>Минерализация</b>       |                           | 292,56               |                       |            |
| Водородный показатель, рН  | ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97   | 7,24                 |                       |            |
| Цветность,(град)           | ГОСТ 3351-74              | 79                   |                       |            |
| запах( балл)               | ГОСТ 3351-74              | 20 <sup>0</sup> -5   | 60 <sup>0</sup> -6    |            |

Исходя из вида притока и характера кривой восстановления давления, объект испытания оценивается как водоносный с газом. Параметры пласта рассчитаны по методу Хорнера.

Химический анализ отобранной пробы газа представлен в таблице 8.20.

Таблица 8.20

## Химический анализ отобранной пробы газа по скважине 11040

| дата<br>отбора | №<br>скв. | Глубина     | Пласт | Анализ газа.               |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|----------------|-----------|-------------|-------|----------------------------|----------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------|----------------|
|                |           |             |       | Определяемые компоненты, % |                |                 |                               |                               |                                |                |                |
|                |           |             |       | CO <sub>2</sub>            | O <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | H <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> |
| 03.08.2008     | 11040     | 388,0-411,0 | 19    | 0,4                        | 2,0            | 79,9            | не<br>обн.                    | не<br>обн.                    | не<br>обн.                     | 0,1            | 17,6           |

Замеренные и расчётные параметры:

Т заб. – 13,50С.

$P_{гст.} - 3,57 \text{ МПа.}$

$P_{заб.} = P_{пл.} - 3,54 \text{ МПа.}$

$Q_{макс.} - 24,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$Q_{средн.} - 10,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$

$H_{ст.} = -34,0 \text{ м.}$

$V_{газа ПК} - 1,5 \text{ л.}$

$P_{газа ПК} - 1 \text{ МПа}$

$\Gamma_{ф} - 0,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$

$K_{ф.м.} - 0,107 \text{ м}^2/\text{сут}$

$K_{ф} - 0,0047 \text{ м/сут}$

$K_{п.} - 5,4 \text{ мД.}$

Проницаемость угольных пластов изменяется от 1,5 до 15,0 миллиарди. Максимальная проницаемость (15,0 мД) отмечена при испытании пласта 21 в интервале 234,6 – 241,7 м (скв. 11054).

На основании зарубежного опыта работ по добычи метана из угольных пластов установлено, что угольные пласты с проницаемостью 5 и более миллиарди, являются перспективными для извлечения из них метана без применения специальных технологий стимулирования их газоотдачи. Из девятнадцати проведенных испытаний угольных пластов в десяти интервалах угольные пласты характеризуются высокими значениями проницаемости более 5 мД (табл. 8.21.). Это свидетельствует о том, что данные высокогазоносные угольные пласты имеют высокие фильтрационные характеристики, которые позволяют рассматривать их перспективными для извлечения и использования метана при проведении работ по заблаговременной дегазации.

Таблица 8.21

Сводная таблица пластоиспытаний по участку "Разведочный"

| Номер скважины | Объект испытания               | Интервал испытания | Давление гидростатическое Р гст., МПа | Давление забойное Р заб, МПа | Давление пластовое Р пл, МПа | Давление расчетное Р расч, МПа | Температура забоя Т заб, °С | Дебит максимальный Q макс, м³/сут | Дебит средний Q средн, м³/сут | Объем газа в пробоотборной камере, л | Давление газа в пробоотборной камере, Мпа | Высота статическая Нст, м | Коэффициент фильтрации К ф.м. , м²/сут | Коэффициент фильтрации К ф, м/сут | Коэффициент проницаемости К п, мД | Метаноносность с коэффициентом 1,25 | Газовый фактор Гф, м³/м³ | Метод расчета       | Вид флюида                      |
|----------------|--------------------------------|--------------------|---------------------------------------|------------------------------|------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------------|---------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|---------------------|---------------------------------|
| 1              | 2                              | 3                  | 4                                     | 5                            | 6                            | 7                              | 8                           | 9                                 | 10                            | 11                                   | 12                                        | 13                        | 14                                     | 15                                | 16                                | 18                                  | 19                       | 20                  | 21                              |
| 11018          | пласт 19                       | 420,0 - 441,3      | 4,2                                   | 2,32                         |                              | 2,68                           | 16,6                        | 7,2                               | 0,6                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 7,3                               | 21,3                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11017          | пласт 19                       | 423,1 - 430,8      | 4,12                                  | 3,43                         |                              | 3,81                           | 17,8                        | 11,2                              | 1,2                           | 0,2                                  | 0,1                                       |                           |                                        |                                   | 2,2                               | 17,8                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11021          | пласт 21                       | 218,0 - 238,0      | 1,88                                  | 1,74                         | 1,74                         |                                | 10,8                        | 4,3                               | 1,4                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 1,5                               | 13,5                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11054          | пласт 21                       | 234,6 - 241,7      | 2,11                                  | 1,76                         | 1,76                         |                                | 11,0                        | 28,8                              | 3,7                           | 0,05                                 | 0,2                                       |                           |                                        |                                   | 15,0                              | 9,5                                 |                          | Хорнер              | газоносный                      |
|                | ал. и песч. м/у пл. 20 и пл.19 | 297,0 - 307,0      | 2,78                                  | 0,05                         |                              |                                | 13,9                        |                                   |                               |                                      |                                           |                           |                                        |                                   |                                   |                                     |                          |                     | непроницаемый                   |
|                | пласт 19                       | 330,8 - 339,7      | 3,09                                  | 2,70                         |                              | 2,45                           | 14,9                        |                                   |                               |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 5,4                               | 11,5                                |                          | Умрихина и Чекалюка | газоносный                      |
| 11023          | пласт 19                       | 478,0 - 500,3      | 4,72                                  | 1,23                         |                              | 1,53                           | 19,4                        | 3,6                               | 1,3                           | 0,1                                  | 0,5                                       |                           |                                        |                                   | 2,1                               | 24,4                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11074          | пласт 21                       | 185,0 - 201,5      | 1,72                                  | 1,72                         | 1,78                         |                                | 9,5                         | 8,6                               | 2,4                           |                                      |                                           | -7,0                      | 0,179                                  | 0,0084                            | 9,7                               | 14,3                                | 0,07 (по притоку)        | ВСЕГИНГЕО           | водоносный с растворенным газом |
|                | ал. и песч. м/у пл.20 и пл.19  | 269,0 - 279,2      | 2,60                                  | 1,42                         |                              | 1,89                           | 12,3                        | 0,7                               | 0,1                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 0,8                               |                                     |                          | Хорнер              | газоносный слабопроницаемый     |
|                | пласт 19                       | 297,8 - 301,5      | 2,84                                  | 1,60                         |                              | 1,79                           | 12,7                        | 14,4                              | 7,5                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 10,2                              | 15,8                                | 3,6                      | Хорнер              | водогазоносный                  |
| 11066          | пласт 19                       | 510,0 - 527,0      | 4,99                                  |                              | 3,11                         | 3,65                           | 19,7                        | 8,6                               | 3,8                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 3,8                               | 15,1                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11024          | пласт 19                       | 390,0 - 410,0      | 3,38                                  | 3,67                         |                              | 3,70                           | 13,9                        | 14,4                              | 5,4                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 6,4                               | 14,5                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11048          | пласт 21                       | 449,7 - 456,5      | 3,38                                  | 2,95                         | 2,95                         |                                | 13,8                        | 8,6                               | 0,8                           | 0,5                                  | 1,0                                       | -150,1                    | 0,42                                   | 0,003                             | 3,5                               | 14,1                                | 0,1                      | ВСЕГИНГЕО           | водогазоносный                  |
|                | пласт 19                       | 503,0 - 511,8      | 3,92                                  | 2,64                         |                              | 3,25                           | 18,6                        | 7,2                               | 0,5                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 1,8                               |                                     |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11068          | пласт 19                       | 731,9 - 753,2      | 7,14                                  | 5,69                         |                              | 6,38                           | 23,7                        | 4,3                               | 1,7                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 2,5                               |                                     |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11070          | пласт 21                       | 515,0 - 532,0      | 4,74                                  | 3,77                         |                              | 4,30                           | 17,3                        | 14,0                              | 2,3                           | 10                                   | 1,5                                       |                           |                                        |                                   | 3,7                               | 19,7                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11020          | пл. 15в.п.                     | 442,0 - 453,1      | 3,91                                  | 2,62                         |                              | 3,11                           | 18,9                        | 12,9                              | 6,4                           |                                      |                                           |                           |                                        |                                   | 6,2                               | 14,5                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
|                | пласт 7-7а                     | 725,0 - 746,4      | 6,79                                  | 6,79                         |                              |                                | 27,7                        | 8,6                               | 1,8                           | 0,1                                  | 0,5                                       |                           |                                        |                                   | 3,9                               | 26,48                               |                          | Хорнер              | газоносный                      |
| 11058          | пласт 21                       | 350,0 - 363,2      | 2,83                                  | 2,07                         |                              |                                | 11,0                        | 7,8                               | 3,6                           | 0,5                                  | 0,2                                       |                           |                                        |                                   | 5,4                               | 10,3                                |                          | Хорнер              | газоносный                      |
|                | пласт 19                       | 456,0 - 467,3      | 3,90                                  | 3,90                         | 3,90                         |                                | 15,0                        | 15,2                              | 4,1                           | 0,5                                  | 0,6                                       | -66,6                     | 0,113                                  | 0,01                              | 12,0                              | 16,3                                | 0,1                      | ВСЕГИНГЕО           | водоносный с растворенным газом |
| 11040          | пласт 19                       | 388,0 - 411,0      | 3,57                                  | 3,54                         | 3,54                         |                                | 13,5                        | 24,5                              | 10,0                          | 1,5                                  | 1,0                                       | -34,0                     | 0,107                                  | 0,0047                            | 5,4                               | 14,8                                | 0,5                      | Хорнер              | водоносный с растворенным газом |

#### 8.4. Ресурсы метана в угольных пластах

При проектировании шахт на угольных месторождениях главным критерием целесообразности оценки ресурсов метана, являются технологическая необходимость (для снижения выбросоопасности и обеспечения газобезопасности) возможности дегазации скважинами пробуренными с поверхности или из подземных выработок.

Необходимость дегазации угольных пластов на участке “Разведочный” предопределяется их высокой газоносностью поскольку метан угольных пластов является осложняющим фактором при добыче угля.

Геолого-информационной базой оценки прогнозных ресурсов метана в угольных пластах являются:

- количественные характеристики метаноносности пластов, прогнозируемые для расчетов метанообильности горных выработок и проектирования мер обеспечения газобезопасности в шахте;
- сведения о запасах углей.

В соответствии с инструкцией [5] оценка ресурсов метана в угольных пластах принимается по положению изогазы «10» м<sup>3</sup>/т, ниже которой отработка угольных пластов проводится только с использованием дегазации. Нижней границей оценки является нижний горизонт подсчета запасов углей (гор.- 300м).

Перевод с метаноносности сухой беззольной массы на природную метаноносность осуществлялся по формуле:

$$M \text{ (м}^3\text{/т)} = M \text{ (м}^3\text{/т с.б.м.)} \times (100 - W^a - A^d) / 100, \text{ где}$$

$M \text{ (м}^3\text{/т)}$  – природная метаноносность;

$M \text{ (м}^3\text{/т с.б.м.)}$  – метаноносность на сухую беззольную массу угля;

$W^a$  – влага угля аналитическая, %;

$A^d$  – зольность угля, рабочая, %.

Результаты оценки ресурсов метана представлены в таблице № 22. Всего на оцениваемой площади в угольных пластах, перспективных на попутное извлечение и использование газа, содержится 3 585,0 млн.м<sup>3</sup> метана (табл. 8.22.). Суммарная плотность ресурсов метана составляет 582,0 млн.м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

Таким образом, значительные ресурсы метана в угольных пластах в границах будущей шахты являются одним из основных факторов осложняющих дальнейшее проектирование и добычу угля. При эффективности дегазации 20-30 % возможно извлечение от 717 до 1 075 млн.м<sup>3</sup> метана. Что в свою очередь снизит выбросоопасность и обеспечит газобезопасность.

## Оценка прогнозных ресурсов метана в угольных пластах участку «Разведочный»

| Пласт          | Влага, % | Зола, % | Запасы<br>угля,<br>тыс.т | Метано-<br>носность,<br>м <sup>3</sup> /т с.б.м. | Метано-<br>носность,<br>м <sup>3</sup> /т | Ресурсы<br>метана,<br>млн. м <sup>3</sup> | Площадь<br>пласта км <sup>2</sup> | Плотность<br>ресурсов метана<br>млн.м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> | Категория<br>ресурсов |
|----------------|----------|---------|--------------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| 32 в.п.        | 2,4      | 19,1    | 64                       | 10,3                                             | 8,1                                       | 0,5                                       | 0,8                               | 0,6                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 32 н.п.        | 2,4      | 19,1    | 20                       | 10,7                                             | 8,4                                       | 0,2                                       | 0,9                               | 0,2                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 32             | 2,4      | 19,1    | 622                      | 10,7                                             | 8,4                                       | 5,2                                       | 0,5                               | 10,4                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 31             | 2,3      | 27,7    | 819                      | 11                                               | 7,7                                       | 6,3                                       | 1,9                               | 3,3                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 30             | 2,3      | 25,6    | 752                      | 11,4                                             | 8,2                                       | 6,2                                       | 2,4                               | 2,6                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 29 в.п.        | 2,4      | 26,6    | 544                      | 12,1                                             | 8,6                                       | 4,7                                       | 3,1                               | 1,5                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 29 н.п.        | 2,4      | 19,7    | 1011                     | 12,1                                             | 9,4                                       | 9,5                                       | 4,6                               | 2,1                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 28 в.п.        | 2,3      | 21,1    | 2524                     | 12,2                                             | 9,3                                       | 23,5                                      | 6,6                               | 3,6                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 28 н.п.        | 2,4      | 17,8    | 8772                     | 12,2                                             | 9,7                                       | 85,1                                      | 7,5                               | 11,3                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 27 в.п.        | 2,2      | 23,7    | 1063                     | 13,6                                             | 10,1                                      | 10,7                                      | 2,6                               | 4,1                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 27, 27 н.п.    | 2,1      | 24,4    | 12250                    | 12,4                                             | 9,1                                       | 111,5                                     | 7,3                               | 15,3                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 26 в.п.        | 2,3      | 26,9    | 1849                     | 13,3                                             | 9,4                                       | 17,4                                      | 1,8                               | 9,7                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 26 н.п.        | 2,1      | 16,8    | 814                      | 12,4                                             | 10,1                                      | 8,2                                       | 1,8                               | 4,6                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 26             | 2,2      | 21,5    | 16246                    | 12,4                                             | 9,5                                       | 154,3                                     | 8,4                               | 18,4                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 24 в.п.        | 2,0      | 24,1    | 1580                     | 13,3                                             | 9,8                                       | 15,5                                      | 4,0                               | 3,9                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 24             | 2,4      | 20,7    | 6548                     | 12,2                                             | 9,4                                       | 61,6                                      | 3,9                               | 15,8                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 24 н.п.        | 2,1      | 20,7    | 9170                     | 13,6                                             | 10,5                                      | 96,3                                      | 7,1                               | 13,6                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 23 в.п.        | 2,2      | 22,0    | 1174                     | 13,6                                             | 10,3                                      | 12,1                                      | 2,3                               | 5,3                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 23             | 2,3      | 16,8    | 5048                     | 12,2                                             | 9,9                                       | 50,0                                      | 6,2                               | 8,1                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 23 н.п.        | 2,0      | 20,8    | 3666                     | 13,8                                             | 10,7                                      | 39,2                                      | 5,1                               | 7,7                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 21             | 2,2      | 12,5    | 94284                    | 13,9                                             | 11,9                                      | 1122,0                                    | 12,0                              | 93,5                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 20 в.п.        | 2,0      | 21,3    | 8013                     | 14,9                                             | 11,4                                      | 91,3                                      | 7,7                               | 11,9                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 20 в.п. + с.п. | 2,2      | 16,9    | 6835                     | 14,6                                             | 11,8                                      | 80,7                                      | 2,3                               | 35,1                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 20 с.п.        | 2,0      | 23,7    | 6479                     | 14,6                                             | 10,8                                      | 70,0                                      | 5,5                               | 12,7                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 20 н.п.        | 2,2      | 29,3    | 5313                     | 14,2                                             | 9,7                                       | 51,5                                      | 7,0                               | 7,4                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 20 а           | 2,6      | 28,4    | 887                      | 13,2                                             | 9,1                                       | 8,1                                       | 2,1                               | 3,9                                                                 | P <sub>1</sub>        |
| 19             | 1,9      | 11,2    | 77026                    | 16,5                                             | 14,3                                      | 1101,5                                    | 11,5                              | 95,8                                                                | P <sub>1</sub>        |
| 19-18 в.п.     | 2,0      | 11,0    | 23742                    | 16,5                                             | 14,4                                      | 341,9                                     | 1,9                               | 179,9                                                               | P <sub>1</sub>        |
| <b>Всего:</b>  |          |         |                          |                                                  |                                           | <b>3585,0</b>                             | <b>6,2</b>                        | <b>582,0</b>                                                        |                       |

## ВЫВОДЫ

1. Проведенными геологоразведочными работами, по изучению угленосных отложений определены основные закономерности распределения газов в границах участка «Разведочный» до горизонта  $-300$  м (абс.), выявлены основные закономерности современного распределения газов, характер изменения газоносности угольных пластов с глубиной их погружения, на основе которых дан прогноз метаноносности угольных пластов. Выявленные закономерности и прогнозные количественные оценки метаноносности послужат исходной базой для расчетов ожидаемой метанообильности горных выработок шахты.

2. Мощность зоны газового выветривания угольных пластов изменяется от  $34$  м до  $209$  м. Поверхность метановой зоны отмечается вблизи абсолютных отметок  $+261$  м --  $+281$  м.

3. Метаноносность угольных пластов, по данным опробования керноприемниками, в зоне метановых газов возрастает с увеличением глубины залегания угольных пластов по криволинейному закону затухающими темпами от  $3-4$  м<sup>3</sup>/т с.б.м. на отметках  $+261$  --  $+281$  м, до  $16,6-17,2$  м<sup>3</sup>/т с.б.м. на горизонте  $\pm 0$  и достигает  $22,8-23,2$  м<sup>3</sup>/т с.б.м. на нижнем горизонте  $-300$  м.

4. Удельное содержание ТУ в угольных пластах изменяется от десяти тысячных долей до  $0,44$  м<sup>3</sup>/т, в том числе этана от  $0,005$  до  $0,44$  м<sup>3</sup>/т, пропана от  $0,001$  до  $0,34$  м<sup>3</sup>/т и бутана от  $0,002$  до  $0,04$  м<sup>3</sup>/т.

5. Газоносность пород характеризуется низкими значениями от  $0,19$  до  $6,29$  м<sup>3</sup>/т. Газоносность алевролитов изменяется от  $0,19$  до  $4,43$  м<sup>3</sup>/т, аргиллитов - от  $1,39$  до  $6,29$  м<sup>3</sup>/т. Закономерностей изменения газоносности пород с глубиной не отмечается. Суммарное содержание ТУ в алевролитах изменяется от  $0,006$  до  $0,434$  м<sup>3</sup>/т и в аргиллитах от  $0,063$  до  $0,17$  м<sup>3</sup>/т.

6. Из двенадцати проведенных испытаний угольных пластов в шести интервалах угольные пласты характеризуются высокими значениями проницаемости более  $5$  мД. Эти пласты можно рассматривать как перспективные для извлечения метана при проведении работ по заблаговременной дегазации.

7. Ресурсы метана в угольных пластах, перспективных на попутное извлечение и использование газа составляют  $3\,585,0$  млн.м<sup>3</sup>. Плотность ресурсов составляет  $582,0$  млн.м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

## 9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения геологоразведочных работ и с учетом ранее проведенных исследований, будут изучены с необходимой полнотой качество и технологические свойства каменного угля, определены горнотехнические условия Разведочного месторождения. Плотность разведочной сети обеспечит подсчет запасов по категории В+С<sub>1</sub>.

По результатам работ будут разработаны ТЭО кондиций, составлен и представлен на Государственную экспертизу отчет с подсчетом запасов.

Сметная стоимость геологоразведочных работ по проекту составляет 178292960 руб. (сто семьдесят восемь миллионов двести девяносто две тысячи девятьсот шестьдесят) рублей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### ОПУБЛИКОВАННЫЕ

1. Временные требования к содержанию проектов и отчетных материалов по результатам завершенных опережающих геохимических работ и в составе поисковых работ (ППР и ПОР) на твердые полезные ископаемые. М., 2004. 12 с.
2. Временные сметные нормы трудовых и материальных затрат на компьютерное сопровождение ГСР-200. М., 2001. 48 с.
3. Инструкция по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы. М., 1993. 81 с.
4. Инструкция по топографо-геодезическому обеспечению геологоразведочных работ. М., 1997.
5. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы (СН), выпуски 1-12. М., ВИЭМС, 1993.
6. Сборник норм основных расходов на геологоразведочные работы (СНОР). М., ВИЭМС, 1993.
7. Храменков В.Г. Брылин В.И. Бурение разведочных скважин, ТПУ 2010.
8. Арбузов С.И., Ершов В.В. Геохимия редких элементов в углях Сибири. – Томск: Изд. дом «Д-Принт», 2007. – 468 с.
9. Григорьев Н.А. Среднее содержание химических элементов в горных породах, слагающих верхнюю часть континентальной коры // Геохимия. – 2003. – № 7. – С. 785–792.
10. Инструкции НСАМ №210-ЯФ: «Инструментальный нейтронно-активационный анализ», 1984
11. Инструкция по изучению и оценке попутных твердых полезных ископаемых и компонентов при разведке месторождений угля и горючих сланцев. – М: Наука, 1987. – 136с.
12. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России. Справочник. – М.: Недра, 1996. – 238 с.
13. Ketris M. P., Yudovich Ya. E. Estimations of Clarkes for carbonaceous biolithes: World averages for trace element contents in black shales and coals // Int. J. Coal. Geol., 2009, vol.78, № 2, p.135–148.

### ФОНДОВЫЕ

14. Байков И.В., Белкова Н.В., Казакова И.В. и др. – «Пояснительная записка к оперативному подсчету запасов каменного угля по участку «Разведочный» (1 очередь) Распадского месторождений в Томь-Усинском геолого-экономическом

районе Кузбасса» (по состоянию на 01.01.2007 г). 1 кн.- 117 стр., 25 - граф. приложений, 8 -текстовых и табличных приложений, библи.-22.

### **НОРМАТИВНЫЕ**

15. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
16. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
18. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
19. ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (до 01.01.96).
20. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
22. ГОСТ 12.1.030-82 Защитное заземление, зануление.
23. ГОСТ.12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.045-84 Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
27. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификации.
29. ГОСТ 12.4.024-86 Обувь специальная виброзащитная.
30. ГОСТ 12.4.026-76 Цвета сигнальные и знаки безопасности.
31. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, 2003.
32. Правила устройства электроустановок.7-ое издание с изменениями и дополнениями, Новосибирск, 2006г, 512с.
33. СанПин 2.1.4.1101-02. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов хозяйственно-питьевого назначения. М., Госкомсанэпиднадзор, 2002г, 27с.

34. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы ССН. Вып.1-3.5,9 М., 1993.
35. Сборник норм основных расходов на геологоразведочные работы СНОР. Вып. 1-3.5,9.М.,1994.
36. СНиП 2.04. 05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
37. СНиП 21.01.-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997.
38. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
39. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
40. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
41. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
42. ГОСТ 17.2.1.03-84 Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.
43. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнений.
44. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
45. ГОСТ 17.1.3.13086 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
46. ГОСТ 12.4.123-2001 ССБТ Опасные и вредные факторы.
47. Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 г.
48. ПБ 08-37-2005 Правила безопасности при геологоразведочных работах. М., Недра, 1991.
49. Временные требования к геологическому изучению и прогнозированию воздействия разведки и разработки месторождений полезных ископаемых на окружающую среду. М., Недра, 1991.
50. Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г.
51. Федеральный закон ""Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 г.

### **СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ**

1. Геологическая карта района месторождения, масштаб 1:50000.
2. План геологоразведочных работ, масштаб 1:10000.
3. Проектные геологические разрезы, масштаб 1:5000.
4. ГТН, масштаб 1:5000.
5. Карта прогноза газоносности пласта 21, масштаб 1:10000.