

**ТОО «КазНедраПроект»  
ТОО «Мунайгазгеолсервис»**

**УТВЕРЖДАЮ:**

**Директор  
ТОО «КазНедраПроект»  
Кусаев А.У.**

«    »      2022 г.



## **ДОПОЛНЕНИЕ**

**к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на  
участке Бектас Северный согласно Контракта №4711-УВС от  
18.04.2019 г.**

**Договор № 02 от 01.09.2022 г.**

**Авторы: Грибков В.А.  
Мартынов В.В.  
Бигараев А.А.**

**Генеральный директор  
ТОО «Мунайгазгеолсервис»**



**Бигараев А.Б., к.г.-м.н**

**г. Алматы, 2022г.**

---

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

Генеральный директор, к.г.-м.н.	Бигарев А.Б.
Главный геолог	Грибков В.А.
Главный геофизик	Абдуллаев И.Ш.
Ведущий геолог	Мартынов В.В.
Ведущий инженер	Жумабек С.У.
Геолог	Уразбаева А.А.
Инженер	Ким В.В.

---

---

## Общие сведения о проекте

Авторы: Бигараев А.Б., Грибков В.А., Мартынов В.В., Абдуллаев И.Ш. и др.

Название проекта: «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019 г.».

Количество страниц - 79, рисунков - 5, таблиц - 19, текстовых приложений - 3.

Папка с графическими приложениями – 9 графических приложений на 9 листах.

Для составления настоящего «Дополнения к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019 г.» использованы:

- Геолого-геофизические материалы ТОО «КазНедраПроект»
- ТОО СП «КуатАмлонмунай». «Отчет по возврату территории Лицензия серии МГ № 71(нефть) от 31.03.1995г. и Лицензия серии МГ № 72(нефть) от 31.03.1995г.» г. Кызылорда, 2008 г.
- ТОО «PGD Services». Отчет по обработке и интерпретации данных сейсморазведки 3D на лицензионной площади Бектас компании ТОО СП «Куатамлонмунай»
- Результаты переинтерпретации сейсморазведки 3D прошлых лет.

Организация составитель: ТОО «Мунайгазголсервис», 050000, г. Алматы, Алмалинский район, ул. Гоголя, д. 86, БЦ «Казжол», оф. 708 и 723.

Наличие лицензии на проектирование: № 20010247 от 16.07.2020 г.

Адрес объекта исследований: Сырдарьинский район, Кызылординской области Республики Казахстан.

Организация – заказчик проекта: ТОО «КазНедраПроект».

Наличие контракта на недропользование: Контракт №4711-УВС от 18 апреля 2019 года на проведение разведки и добычи углеводородов

Границы участка недр: показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с №1 по №6 (рис. 1.1).

Площадь геологического отвода участка недр Бектас Северный составляет 51,96 км.<sup>2</sup>.

---

---

## РЕФЕРАТ

Недропользователем контрактной территории является ТОО «КазНедраПроект», согласно Контракта №4711-УВС от 18.04.2019 года, на разведку и добычу углеводородов на участке Бектас Северный в Кызылординской области Республики Казахстан.

Составление настоящего проектного документа обусловлено продолжением изучения верхне-среднеюрских отложений севернее месторождения Бектас.

Целевым назначением проектируемых работ является проведение поисковых работ на юрские отложения (верхняя, средняя) севернее месторождения Бектас, получение геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа, уточнение данных сейсморазведки по результатам бурения.

Для решения поставленных задач намечается бурение и опробование двух разведочных скважин глубиной 2300 м (одна независимая и одна зависимая от результатов бурения независимой скважины), опробование и испытание продуктивных горизонтов.

Основой для размещения проектных скважин послужили структурные карты, сейсмогеологические и временные разрезы, полученные по результатам переинтерпретации сейсморазведки 3Д.

На этапе поисковых работ на участке недр Бектас Северный должны быть решены следующие задачи: поиски промышленных залежей нефти и газа, изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей; изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов; получение исходных данных для последующего подсчета запасов углеводородов.

В проекте приведены сведения о географо-экономических условиях, геолого-геофизической изученности, геологическом строении, перспективах нефтегазоносности, гидрогеологической характеристике разреза, а также горно-геологические условия проводки скважин. Обоснованы точки заложения скважин, конструкция, виды и объемы геофизических и геологических исследований, опробование, испытание перспективных горизонтов, предусмотрена охрана недр и обоснованы ожидаемые результаты работ, подсчет ресурсов УВС и финансовые обязательства.

**Ключевые слова:** нефть, геологическое строение, литолого-стратиграфический разрез скважины, конструкция, геофизические исследования, опробование и испытание.

---

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
**на разработку и согласование Дополнение к «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно Контракта № 4711-УВС от 18 апреля 2019 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Бектас Северный в Кызылординской области Республики Казахстан» со всеми согласованиями с компетентными органами и защитой в ЦКРР.**

**1. Целевое назначение работы.**

Разработка и согласование к Дополнение к «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно Контракта № 4711-УВС от 18 апреля 2019 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Бектас Северный в Кызылординской области Республики Казахстан» со всеми согласованиями с компетентными органами и защитой в ЦКРР с документом по охране окружающей среды (далее – Проект) на основании всей имеющейся исходной геолого-геофизической информации, включая положительное согласование в органах экологии РК и прохождением положительной экспертизы в ЦКРР РК.

Проведение поисковых работ на нефть и газ на контрактной территории ТОО «КазНедраПроект», с целью выявления нефтегазоносных структур и их оценки на основе сейсморазведочных работ, геолого-геофизических исследований, бурения поисковых скважин и опробования скважин.

Основные разведочные параметры: результативные геолого-геофизические карты, временные сейсмические разрезы.

**2. Состав и содержание «Проекта»**

**В процессе выполнения проектных работ решить следующие геологические задачи:**

- поиски промышленных залежей нефти и газа;
- изучение литолого-стратиграфических, фациальных, гидрогеологических и структурных особенностей;
- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;
- получение исходных данных для оценки ресурсов углеводородов;
- подсчет ресурсов углеводородов.

**Основные объемы планируемых работ:**

- внесение дополнений и изменений в Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно Контракта № 4711-УВС от 18 апреля 2019 года, с целью уточнения местоположения независимой разведочной скважины, ее проектной глубины, а также дополнительными финансовыми обязательствами по бурению зависимой разведочной скважины глубиной 2300 м.

- бурение 2-х разведочных скважин (одной независимой и одной зависимой) глубиной 2300 м.

**Проект должен содержать (согласно новому Кодексу «О недрах и недропользовании»):**

---

- 
- 1) описание видов, способов, технологий, объема и сроков выполнения работ по разведке углеводородов по каждому блоку;
  - 2) мероприятия по обеспечению рационального использования и охраны недр;
  - 3) информацию о сроках, условиях и стоимости выполнения работ по ликвидации последствий разведки углеводородов.

**В проекте обосновываются (согласно новому Кодексу «О недрах и недропользовании»):**

- 1) объемы и значимость имеющихся исторических данных, степень изученности участка недр для проведения разведочных работ;
- 2) задачи разведочных работ;
- 3) проектируемые объемы и методика полевых геолого-геофизических исследований, количество и местоположение проектных скважин, их проектные глубины и последовательность бурения при планировании таких работ;
- 4) интервалы отбора керна и шлама, лабораторные исследования (стандартный и специальный анализы керна) при планировании таких работ;
- 5) порядок испытания нефтегазоносных горизонтов в процессе бурения и опробования в колонне;
- 6) комплекс геофизических исследований скважин в открытом стволе и колонне, комплекс гидродинамических исследований скважин, отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб флюидов;
- 7) мероприятия по охране недр и окружающей среды при проведении разведочных работ;
- 8) объемы и сроки выполнения разведочных работ;
- 9) инвестиции и ожидаемая эффективность геолого-разведочных работ;
- 10) прогнозируемый дебит нефти и газа по каждой проектной скважине при опробовании;
- 11) размер суммы обеспечения исполнения недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования;
- 12) обоснование объемов планируемых работ с указанием участков разведки.

### **3. Сопровождающие материалы ОВОС к «Проекту» должен включать в себя следующие разделы:**

#### **Общие сведения:**

- 3.1. Существующее состояние окружающей природной среды и социально-экономических условий;
  - 3.2. Краткая характеристика намечаемой деятельности, данные о местоположении и условий землепользования;
  - 3.3. Возможные виды воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности:
    - Характеристика намечаемой деятельности (вариантов намечаемой деятельности);
    - Компонентно-качественная характеристика вариантов воздействия объектов и сооружений намечаемой деятельности в нормальном (штатном) режиме и аварийных ситуациях;
    - Определение устойчивости окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации намечаемой деятельности.
  - 3.4. Основные направления мероприятий по охране окружающей среды.
  - 3.5. Предложения по установлению размера санитарно-защитной зоны.
  - 3.6. Предложения по организации производственного экологического контроля;
  - 3.7. Эколого-экономическая оценка «Проекта»:
    - Укрупненная оценка возможного экологического ущерба;
-

- 
- Предварительная оценка стоимости природоохранных мероприятий;
  - Анализ возможных аварийных ситуации и их последствий для населения, предложения по их предотвращению;
  - Оценка экологического риска;
  - Комплексная оценка изменений в окружающей среде;
  - Прогноз состояния окружающей среды и возможных последствий в социально-общественной сфере при реализации намечаемой деятельности.
- 3.8. Заключение;
- 3.9. Заявление об экологических последствиях;
- 3.10. Литература;
- 3.11. Приложения:
- - Выкопировка объявления в СМИ с заявкой на проведение государственной экологической экспертизы;
  - - Протокол учета общественного мнения;
  - - Прочие материалы.

ОВОС к «Проекту» должен быть разработан в соответствии с требованиями экологического законодательства Республики Казахстан (Экологический Кодекс Республики Казахстан, Инструкция по проведению оценки воздействия на окружающую среду и др.) в установленном порядке вынесен на общественные слушания.

#### **4. Согласование и утверждение «Проекта»**

- 4.1. Согласовать «Проект» с Заказчиком;
- 4.2. Выполнить государственную экологическую экспертизу проекта ОВОС в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан;
- 4.3. Выполнить государственную экспертизу проектных документов в Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов РК (ЦКРР);
- 4.4. Обеспечить соответствие «Проекта» требованиям «Кодекса о недрах и недропользовании», «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», «Экологическому кодексу РК».

После проведения государственной экспертизы «Проекта» в ЦКРР предоставить утвержденный «Проект» Заказчику в трех экземплярах, с графическими приложениями на бумажном носителе и на двух CD дисках. Обеспечить хранение одного экземпляра «Проекта» на бумажном и электронном носителях в архивах Проектанта.

#### **5. Ожидаемые результаты и сроки оказания услуг**

В результате проектируемых работ ожидается выявление перспективности юрских отложений (верхняя, средняя и нижняя) структуры Бектас Северный на постановку вопроса по дальнейшему изучению этих отложений с бурением разведочных и оценочных скважин.

В проекте предусмотреть финансовую часть с отражением в ней затрат на проведение работ по поиску и разведке.

**1 - этап:** Сроки составления документа ОВОС – 60 календарных дней со дня подписания Договора.

**2 – этап:** проведение общественного слушания и согласования в органах экологии и в других контролирующих органах – 2 месяца со дня согласования Проекта заказчиком.

**3- этап:** отработка с экспертом ЦКРР, защита на заседаниях ЦКРР в Министерстве

---

энергетики РК «Проекта» с получением соответствующего положительного протокола, оформление и сдача отчета Заказчику – 1 месяца со дня получения положительного экологического заключения.

## 6. Требования к потенциальному поставщику

6.1. иметь лицензию на природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности (предоставить скан копию для участия в конкурсе).

6.2. иметь лицензию на подвиды:

- Составление технико-экономического обоснования проектов разработки нефтегазовых месторождений
- Проектирование добычи нефти, газа, нефтегазоконденсата
- Составление проектов и технологических регламентов на разработку нефтегазовых месторождений (предоставить скан копию для участия в конкурсе).

**ЗАКАЗЧИК:**  
ТОО «КазНедраПроект»

Директор

Кусаев А.У.



**ИСПОЛНИТЕЛЬ:**

Директор



Бигараев А. Б



---

**СОДЕРЖАНИЕ**

<b>РЕФЕРАТ</b> .....	<b>4</b>
<b>1. ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>11</b>
<b>2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ</b> .....	<b>15</b>
<b>3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ</b> .....	<b>18</b>
3.1. <i>ОБЗОР И РЕЗУЛЬТАТЫ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ РАБОТ НА УЧАСТКЕ НЕДР</i> .....	18
3.2. <i>АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ</i> .....	21
<b>4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ</b> .....	<b>22</b>
4.1 <i>ПРОЕКТНЫЙ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ</i> .....	22
4.2. <i>ТЕКТОНИКА</i> .....	26
4.3. <i>НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ</i> .....	28
4.4. <i>ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА</i> .....	39
<b>5. МЕТОДИКА, ОБЪЕМЫ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</b> .....	<b>41</b>
5.1 <i>ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</i> .....	41
5.2. <i>ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ И СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ И ДРУГИХ ВИДОВ ПОЛЕВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ</i> .....	42
5.3. <i>СИСТЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ СКВАЖИН</i> .....	42
5.4. <i>ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИН</i> . .....	45
5.5. <i>ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ</i> .....	48
5.6. <i>ОБОСНОВАНИЕ ТИПОВОЙ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ</i> .....	48
5.7. <i>ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ</i> .....	49
5.8. <i>РЕКОМЕНДУЕМЫЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ</i> .....	50
5.8.1. <i>Отбор шлама и керна в проектных скважинах</i> .....	50
5.8.2. <i>Геофизические исследования</i> .....	50
5.8.3. <i>Опробование и испытание перспективных горизонтов</i> .....	51
5.8.4 <i>Лабораторные исследования</i> .....	53
<b>6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ</b> .....	<b>54</b>
<b>7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ</b> .....	<b>55</b>
<b>8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ</b> .....	<b>56</b>
<b>9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ</b> .....	<b>58</b>
<b>10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</b> .....	<b>63</b>
<b>11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</b> .....	<b>64</b>
<b>12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ</b> .....	<b>65</b>
12.1. <i>ОЦЕНКА ОЖИДАЕМЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА И ГАЗА</i> .....	65
12.2 <i>ОЦЕНКА СОПУТСТВУЮЩИХ КОМПОНЕНТОВ НА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ПЛОЩАДЯХ</i> .....	67

---

---

<b>13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ .....</b>	<b>68</b>
<b>14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>69</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ .....</b>	<b>70</b>

---

---

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящее «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711-УВС от 18.04.2019г.» выполнен по Договору между ТОО «КазНедраПроект» и ТОО «Мунайгазгеолсервис», в соответствии с геологическим заданием недропользователя, требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» № 239 от 15 июня 2018 года [1] и Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27 декабря 2017 г.

ТОО «КазНедраПроект» проводит геологоразведочные работы на участке недр Бектас Северный на основании контракта №4711-УВС от 18 апреля 2019 года на проведение разведки и добычи углеводородов в пределах блока ХХХ-38-В (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан.

Целевым назначением проектируемых работ является подготовка проектного документа для продолжения проведения поисковых работ на глубокозалегающие средне-верхнеюрские отложения в пределах геологического отвода участка недр Бектас Северный, с целью изучения перспективных залежей нефти и газа в литологически, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, их оконтуривание, определение границ распространения нефтегазоносных коллекторов и изучение их фильтрационно-емкостных свойств, получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологической модели структур и оценка нефтеносности на основе бурения поисковых скважин, геолого-геофизических исследований и опробования скважин.

Участок недр Бектас Северный административно относится к Сырдарьинскому району Кызылординской области Республики Казахстан и выделяется на площади листа L-41-XVIII.

Площадь геологического отвода участка недр Бектас Северный составляет 51,96 км.<sup>2</sup> (рис.1.1.). Глубина разведки до кристаллического фундамента. Координаты угловых точек отвода представлены на (рис 1.2).

В пределах Арыскупского прогиба выявлены залежи нефти и газа в нижне-среднеюрских отложениях на месторождениях Кумколь, Коныс, Арыскуп.

По нефтегеологическому районированию площадь работ находится в Южно Торгайском Нефтегазоносном районе, входящую в Арало-Торгайскую нефтегазоносную провинцию .

Учитывая вышеперечисленное район работ является перспективным в направлении поисков залежей углеводородов.

Основными задачами разведочных работ являются: выявление и оконтуривание залежей, уточнение границ распространения нефтегазоносных коллекторов, оценка залежей нефти и газа в литологических, стратиграфических и тектонически ограниченных ловушках

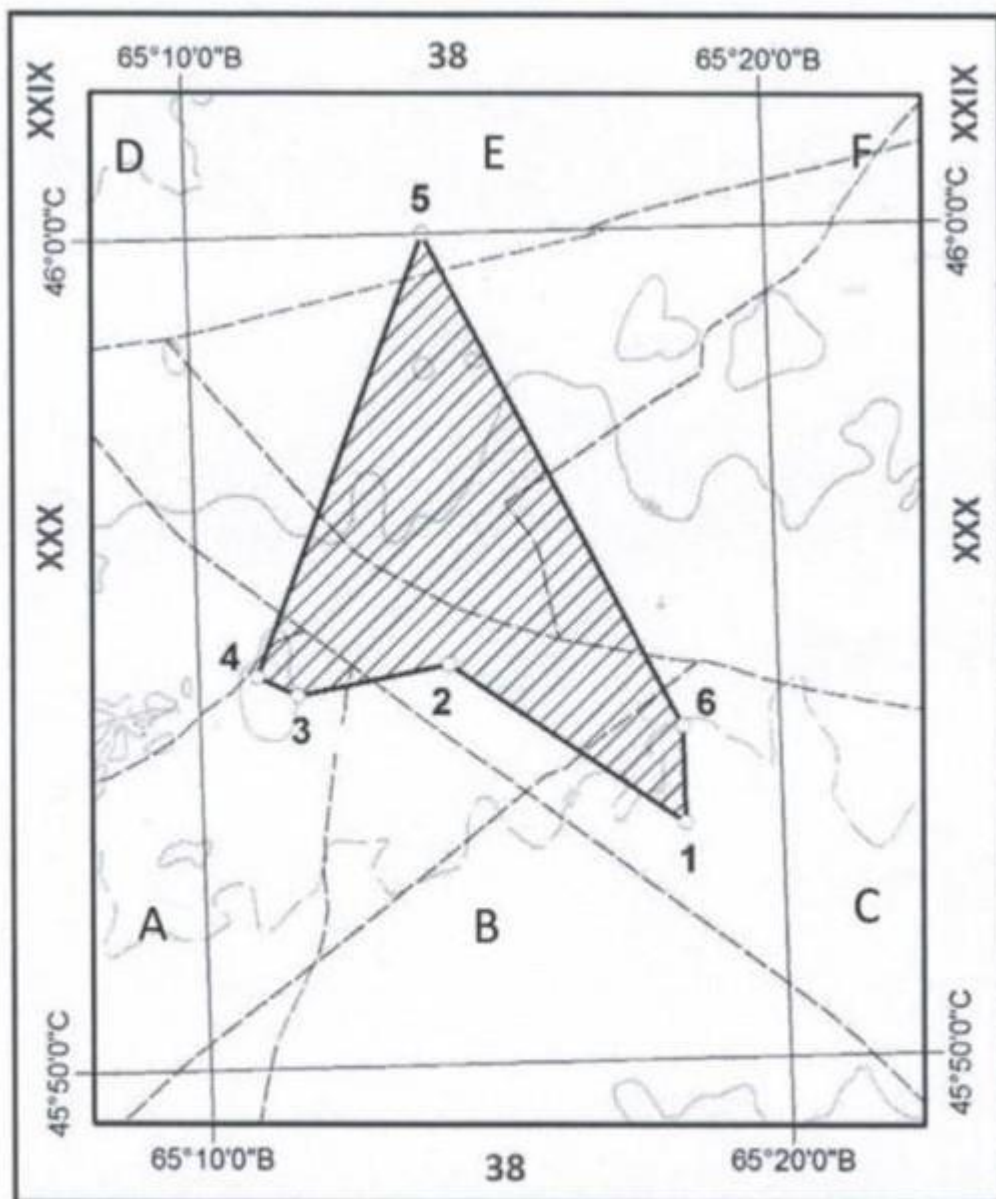
---

---


на основе бурения разведочных скважин, геолого-геофизических исследований и опробования скважин в породах юры, уточнение геологического строения и структурных планов по опорным сейсмическим горизонтам; определение положения ВНК; изучение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов; получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологических моделей и подсчета запасов.

Для решения поставленных задач проектом предусматривается продолжение переобработки и переинтерпретация сеймики 2Д и 3Д в объеме 200 п.км и 40 км<sup>2</sup>, соответственно, а также бурение и опробование одной независимой поисковой скважины NBK-1 проектной глубиной 2300 м, проектный горизонт J<sub>1-2ds</sub> и одной зависимой поисковой скважины NBK-2 проектной глубиной 2300 м, проектный горизонт J<sub>1-2ds</sub>.

**Картограмма расположения участка недр  
Бектас Северный в пределах блоков XXX-38-В(частично)**  
масштаб 1: 200 000



**Условные обозначения:**

 контур участка недр  
Бектас Северный

 полевые дороги

**Рис.1.1. Картограмма расположения участка недр Бектас Северный**



Приложение № \_\_\_\_\_  
к Контракту № от \_\_\_\_\_  
на право недропользования  
углеводороды  
(вид полезного ископаемого)  
разведка  
(вид недропользования)

от 22.02.2019 г. Пер. № 33-Р -УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ  
МИНИСТЕРСТВА ИНДУСТРИИ И ИНФРАСТРУКТУРНОГО  
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД  
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «КазНедраПроект» для осуществления операций по недропользованию на участке **Бектас Северный** в пределах блока ХХХ-38-В (частично) на основании Протокола № 1 от 27 июня 2018 года, Министерства энергетики Республики Казахстан решением Комиссии по проведению конкурса на получение право недропользования.

Геологический отвод расположен в Кызылординской области.  
Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 6.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45°	52'	50"	65°	18'	20"
2	45°	54'	49"	65°	14'	20"
3	45°	54'	29"	65°	11'	42"
4	45°	54'	43"	65°	11'	00"
5	46°	00'	00"	65°	14'	05"
6	45°	54'	00"	65°	18'	20"

Площадь горного отвода – **51,96** (пятьдесят один целый девяносто шесть сотых) км<sup>2</sup>.  
Глубина разведки – до кристаллического фундамента.

И.о. Заместителя председателя



г. Астана,  
февраль, 2019 г.



**М. Тналиев**

Рис. 1.2. Координаты угловых точек участка недр Бектас Северный

## 2. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

**Таблица 2.1. Географо-экономические условия**

№№ пп	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Арысқумский прогиб Южно-Торғайской впадины
2	Место базирования НГРЭ	Офис ТОО «КазНедраПроект», г. Кызылорда РК
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	В орографическом отношении район участка представляет собой слабовсхолмленную равнину, покрытую типичной для полупустынь ксерофильной растительностью. Абсолютные отметки рельефа составляют 150-200 м над уровнем моря.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Поверхностные источники и водные артерии отсутствуют. Источник технической воды - из пробуренной водяной скважины, питьевая вода – бутилированная, из г. Кызылорда, 120 км.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	2 скважины в районе бурения глубоких скважин, глубиной 250 м
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	Максимальная температура летом +45 <sup>0</sup> С, максимальная зимой -40 <sup>0</sup> С.
7	Количество осадков	Среднегодовое количество не превышает – 150 мм.
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Западные, юго-западные, северные, северо-восточные
9	Толщина снежного покрова и его распределение	Толщина снежного покрова 40 см.
10	Геокриологические условия	Многолетне-мерзлотные породы отсутствуют
11	Продолжительность отопительного сезона	6 месяцев
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	Заповедные территории отсутствуют. Растительный мир состоит в основном из плотнодерновинных злаков: типчака и ковыля-тырсы. Субдоминантами выступают дерновинные злаки и полыни. В данном регионе Кызылординской области встречается 282 вида позвоночных животных. Их них встречается 23 вида птиц и 2 вида млекопитающих.
13	Населенные пункты и расстояния до них	Жд. станция Жосалы (90 км), г.Кызылорда (120 км), г. Жезказган (280 км).
14	Ведущие отрасли народного хозяйства	Животноводство

15	Наличие материально-технических баз	База МТБ в г. Кызылорда
16	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Кумколь-Каракойын-Шымкент. (70 км). Южно-Торгайскую группу месторождений с железно-дорожным терминалом на станции Жосалы соединяет нефтепровод Кызылкия-Арысқум-Майбулак, протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.
17	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.
18	Виды связи	Спутниковая
19	Пути сообщения. Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (155 км), Жосалы (90км), Карсақпай (155 км). Расстояние до областных центров г.Кызылорда и г.Жезказган составляют 120 и 280 км, соответственно. В этих городах имеются аэропорты со взлетно-посадочными площадками для приема самолетов.
20	Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Дорожная сеть представлена автодорогой с твердым покрытием Кумколь-Кызылорда и грейдерной дорогой до участка работ.
21	Условия перевозки вахт	Вахты перевозятся арендным транспортом
22	Наличие зимников, срок их действия	Зимники для отгонного животноводства отсутствуют.
23	Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.	На исследуемой территории другие полезные ископаемые отсутствуют.



### Обзорная карта района работ

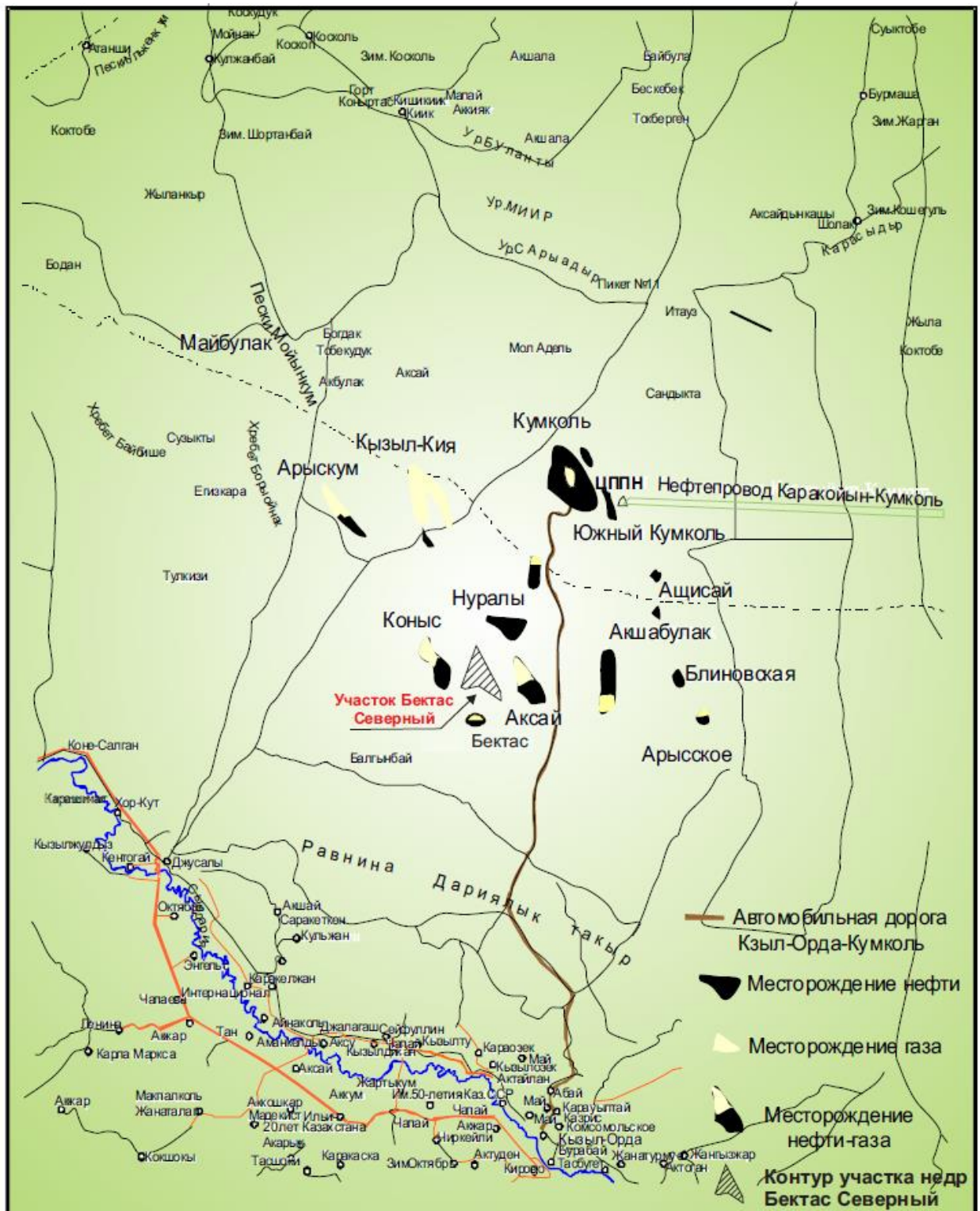


Рис. 2.1. Обзорная карта

---

### 3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

#### *3.1. Обзор и результаты ранее проведенных работ на участке недр*

В 1984 году в Южно-Тургайской впадине было открыто крупное газонефтяное месторождение Кумколь. Этому открытию предшествовали региональные и поисковые сейсмические исследования, проведенные Турланской геофизической экспедицией, а также структурное бурение Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией, которые привели к выявлению перспективных структур.

После открытия месторождения Кумколь, резко возрос интерес к этому региону. Решением Министерства геологии Казахской ССР были продолжены региональные и детальные сейсмические исследования, в результате которых были подготовлены к поисковому бурению целый ряд структур в пределах Арыкумского прогиба.

В 1986-1993 годах на выявленных структурах проводилось глубокое поисковое и разведочное бурение, причем основной его объем был сосредоточен в пределах Арыкумского прогиба и небольшая часть на территории Жиланчикского прогиба.

По нескольким поднятиям, разбуренным в Жиланчикском прогибе положительных результатов получено не было, в то время как основная масса структур в Арыкумском прогибе, в которых были пробурены поисковые скважины оказались продуктивными. Были открыты месторождения Аксай, Майбулак, Кызылкия, Акшабулак, Ащисай, Арысская, Нуралы.

Среди структур, на которых проводились геологоразведочные работы в этот период находились Бектас и Коныс, подготовленные к постановке поискового бурения сейморазведочными работами Турланской ГФЭ в 1987 году. Структуры Коныс и Бектас (расположенные соответственно на юго-запад и юг от контрактной территории ТОО «КазНедраПроект»), по данным сейморазведки представляли собой поднятия относительно простого залегания без тектонических нарушений в отложениях нижнего мела и верхней юры.

В 1987 году структура Бектас введена в поисково-разведочное бурение. За период 1987-1990 гг. пробурено 6 скважин (1-П, 2, 4, 6, 8, 10).

Месторождение Бектас открыто в 1989 году получением фонтанного притока нефти дебитом 24,06 м<sup>3</sup>/сут из скважины 1-П при опробовании отложений верхнедаульской свиты в интервале 962-974 м. Поисково-разведочными работами в нижнемеловых отложениях на месторождении установлены продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3 и М-0-4.

В 2019 году ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен и утвержден в ЦКРР РК проектный документ «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019г.» (протокол ЦКРР РК №5/6 от 07-08.11.2019 г.).

---

---

Вышеназванный проектный документ «Проект разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019г.» предусматривал следующие геологические задачи, последовательность и основные методы их решения:

- переобработка и переинтерпретация ранее проведенных сейсмических работ 3Д в объеме порядка 40 кв.км и сейсмических профилей 2Д протяженностью 200 п.км;

- бурение одной независимой скважины глубиной 2800 метров, с целью поисков залежей углеводородов и оценки перспектив ниже-верхнеюрских отложений.

- отбор керновых материалов по продуктивным горизонтам отложений юры на основании результатов ГТИ, выполнение полного комплекса ГИС;

- при выявлении продуктивных объектов изучение эффективных толщин, открытой и эффективной пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, на основе изучения кернового материала и материалов ГИС;

- изучение продуктивности перспективных нефтегазоносных горизонтов;

- при обнаружении залежей нефти и газа изучение свойств пластовых флюидов по данным опробования и анализа поверхностных и глубинных проб;

- получение геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа по юрским отложениям.

Согласно календарного плана к «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019г» в 2019 году был разработан Проект ликвидации последствий разведки углеводородов с Проектом ОВОС и проведено согласование с компетентными органами: Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области от 06.01.2020г; Управление земельных отношении Кызылординской области № 01-17/6 от 06.01.2020г; Департамент экологии по Кызылординской области от 24.01.2020г.

В конце 2019 года был Составлен «Технический Проект на бурение разведочной скважины с глубиной 2800м на месторождении Бектас Северный» с Проектом ОВОС и в первом квартале 2020 года был согласован в компетентных органах: Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области от 05.01.2020г; Департамент экологии по Кызылординской области от 13.01.2020г. с общественными слушаниями. Таким образом запланированные календарным планом проекта работы выполнялись своевременно даже с некоторым опережением.

В начале 2020 года из-за пандемии коронавируса было объявлено ЧП (согласно Свидетельства о наступлении непреодолимой силы

---

---

№5934/2020ФМ от 12 июля 2020 года, выданным Внешнеторговой палатой Казахстана, период ЧП и пандемии коронавируса признан форс-мажором).

Из-за введенных в республике Казахстан в 2020 г. карантинных мер в связи с пандемией коронавируса, бурение проектной оценочной скважины Бектас Северный-1 по запланированному в реализуемом проекте графику работ выполнено не было.

В 2020 году ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен и отправлен в уведомительном порядке в Министерство энергетики (ЦКРР РК) «Информационный отчет по авторскому надзору за разработкой реализации Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на контрактной территории ТОО «КазНедраПроект» согласно Контракта №4711-УВС от 18 апреля 2019 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Бектас Северный в пределах блока ХХХ-38-В (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 01.12.2020 г.).

Вышеназванным отчетом предлагалось перенести бурение независимой разведочной скважины на 2021 год, а переобработка и переинтерпретация ранее проведенных сейсмических работ 3Д в объеме порядка 40 кв.км и сейсмических профилей 2Д протяженностью 200 п. км также были перенесены на второе полугодие 2021 года после бурения скважины.

Продолжающиеся в 2021 году карантинные и ограничительно-профилактические меры, в связи с пандемией коронавируса отрицательно сказались на возможности бурения проектной поисковой скважины Бектас Северный-1 в 2021 году. В 2021 году недропользователь успел только оформить договор об аренде земельного участка для бурения проектной поисковой скважины.

В результате чего в 2021 году ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен и отправлен в уведомительном порядке в Министерство энергетики (ЦКРР РК) «Информационный отчет по авторскому надзору за реализацией проектных решений по Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно Контракта №4711-УВС от 18 апреля 2019 года» (по состоянию изученности на 01.01.2022 г.).

Вышеназванным отчетом предлагалось перенести бурение независимой разведочной скважины на 2022 год, а переобработка и переинтерпретация ранее проведенных сейсмических работ 3Д в объеме порядка 40 кв.км и сейсмических профилей 2Д протяженностью 200 п. км также были перенесены на второе полугодие 2022 года после бурения скважины.

Также геологической службой недропользователя была детально проанализирована имеющаяся информация. По результатам интерпретации материалов ГИС пробуренной скважины П-1 Бектас, были получены сведения, что весь нижнеюрский разрез представлен глинистыми породами. В связи с чем бурение скважины до глубины 2800 м является не целесообразно.

---

**Таблица 3.1.1. Геолого-геофизическая изученность площади**

№№ п/п	Авторы отчета, год, наименование, организация, проводившая работы	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
1	2	3	4
1	1986-1987гг. Турланская геофизическая экспедиция	МОГТ	По материалам работ были построены структурные карты по ОГ II <sup>ар</sup> , -III, схематическая карта по ОГ-PZ.
2	1988г. Турланская геофизическая экспедиция	2Д	По результатам интерпретации матери-алов детальной сеймики были построены структурные карты по ОГ II <sup>ар</sup> -III,-IV.
3	2001г. ОАО «Азимут Энерджи Сервис»	3Д	В результате этих работ были построены структурные карты по ОГ-PZ,-IV,-III <sup>kk</sup> , -III <sup>ak</sup> , -II <sup>ар</sup> .
4	2005гг. ОАО «Азимут Энерджи Сервис»	3Д	
5	2005г. Компания Парадигм геофизикал	3Д	В результате этих работ была построена структурная карта по горизонту М- 2
6	2006-2007гг. Геологический институт компании «Туха»	Переинтер-претация сейсмических материалов 3Д	В результате этих работ была построена структурная карта по ОГ М-2.
7	2011г. Геологический институт компании «Туха»	Переинтер-претация сейсмических материалов 3Д	В результате этих работ были построены структурные карты по ОГ-М-2, -М-II, -Ю-0-3.

### **Буровая изученность**

Контрактная территория ТОО «Каз Недра Проект» не исследована параметрическими и глубокими скважинами.

### **3.2 Анализ результатов ранее проведенных геолого-геофизических исследований**

Так как на проектируемой площади не были пробурены скважины, в связи с этим не был проведен ГИС, отбор шлама, керна и отбор проб пластового флюида.

---

## 4. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

### 4.1 Проектный литолого-стратиграфический разрез

Проектный литолого-стратиграфический разрез описывается по аналогии с соседним месторождением Бектас (АО СП «Куатамлонмунай»), с одинаковым геологическим строением.

На месторождении Бектас вскрыты толщи четвертичных, палеогеновых, меловых и юрских отложений, залегающих со стратиграфическим несогласием на выветрелой поверхности палеозойского фундамента. Максимальная глубина вскрыта в скважине 1-П (4036 м).

По данным ряда скважин, пробуренных в пределах Арыскупского прогиба, палеозойские отложения представлены пестроцветными образованиями девона и карбонатной толщей верхнего фамена – среднего-верхнего карбона.

Литологическая характеристика разреза по стратиграфическим комплексам, приводится ниже и на средне-нормальном разрезе (графическое приложение 1).

#### Палеозой –PZ

Отложения палеозоя во вскрытой части разреза представлены серыми и темно-сиреневыми туфопесчаниками, алевролитами, аргиллитами и гравелитами девонского возраста. Вскрытая толщина отложений в скважине 1-П равна 158 м.

#### Юрская система – J

Юрская система представлена всеми тремя отделами. Нижний и средний отделы вскрыты только скважиной 1-П.

#### Нижний отдел – J<sub>1</sub>

В разрезе отложений нижнего отдела Л.И.Котовой в интервале 2748-3878м выделена бектасская свита, стратифицируемая синемюр-плинсбахским ярусом.

Бектасская свита (J<sub>1</sub>bk) литологически представлена аргиллитами темно-серыми почти черными, обогащенными ОРО, горизонтально слоистыми. В разрезе встречаются маломощные линзы (3-5см) светло-серых, мелкозернистых песчаников, сложенных зернами кварца, хлорита и других пород, алевролитов темно-серых, плотных, крепких с прослойками углистых сланцев. Толщина свиты в скважине 1-П равна 1130м.

#### Средний отдел – J<sub>2</sub>

В разрезе средней юры выделяются 2 свиты: дощанская и карагансайская.

Дощанская свита (J<sub>1-2</sub>ds) датируется тоар-байосскими ярусами нижней и средней юры, представлена нерасчлененной пачкой верхней части нижнеюрских и нижней - среднеюрских отложений (А.К.Бувалкин,

---

---

Л.И.Котова, 2001г.) и выделяется в интервале 1975-2748 м (скв.1-П).

Литологически разрез свиты сложен преимущественно алевро-песчаными разностями пород с прослойками темно-серых до черных аргиллитов, преобладают слои мелко-среднезернистых песчаников светло-серого цвета, крепких на глинистом цементе, сложенных зернами кварца, калиевых полевых шпатов и углистых сланцев. По всему разрезу отмечается обилие ОРО. Толщина свиты 773 м.

Карагансайская свита ( $J_2kr$ ) завершает стратиграфический разрез среднеюрских отложений и выделяется в разрезе скважины 1-П в интервале глубин 1625-1975м.

В верхах свиты Дятловой И.И. (КазНТУ,1990г.) в скважине 3 на Западном Ащисае выделены споро-пыльцевые комплексы, датируемые келловейским возрастом, относившимся к низам верхней юры. Но так как по международной стратификации 2004 года келловейский ярус отнесен к верхам средней юры, возраст карагансайской свиты определен как бат-келловейский. Литологически свита сложена монотонной алевро-аргиллитовой толщей темно-серого цвета с прослоями битуминозных сланцев и песчаников.

Аргиллиты темно-серые до черных, местами буроватые, плотные, с прослойками углистых сланцев.

Песчаники средне и мелкозернистые, зерна хорошей окатанности, кварц-полевошпатовые с включениями хлорита, мусковита, порового типа, на глинистом цементе. Местами слоистые и косослоистые.

В низах карагансайской – в кровле дощанской свиты прослеживается отражающий горизонт IV.

Толщина свиты 350м (скв.1-П).

### **Верхний отдел – $J_3$**

Разрез верхней юры представлен отложениями кумкольской и акшабулакской свит.

Возраст кумкольской свиты установлен на основании двух спорово-пыльцевых комплексов, выделенных Л.И.Котовой, как оксфордский и кимериджский. Разрез кумкольской свиты вскрыт скважиной 1-П в интервале 1480-1625м.

Акшабулакская свита вскрыта всеми скважинами, датируется титонским возрастом верхней юры. В скважине 1-П выделяется в интервале 1170-1480 м.

Кумкольская свита ( $J_3km$ ) характеризуется отсутствием грубообломочных пород (гравелитов и конгломератов) и ритмичным строением разреза, обусловленного переслаиванием серых алевро-глинистых пород и песчаников.

Песчаники и алевролиты серые, мелко- среднезернистые, кварцевые, кварц-полевошпатовые, слюдяные, массивные, прослоями карбонатные, косослоистые, с включениями частичек угля. Цемент глинистый.

Толщина отдельных песчаных пластов достигает 25м. В подошве

---

---

кумкольской свиты прослеживается отражающий горизонт III<sup>kk</sup>.

Толщина свиты 145м (скв.1-П).

Акшабулакская свита (J<sub>3ak</sub>) со следами размыва залегает на кумкольской свите. Литологически свита представлена песчаниками, аргиллитами. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, плотные, слюдистые, наблюдаются вкрапленники осветленных слюд и кварц-полевошпатов.

Алевролиты песчано-глинистые, некарбонатные, местами слабокарбонатные, сильноглинистые.

Разрез свиты частично вскрыт скважинами 2, 4, 6, 8,10, Б-8, Б-14, Б-15, Б-27, Б-60, Б-61, Б-62, вскрытая толщина составляет 20-227м соответственно в скважинах 4 и Б-14. Полный разрез вскрыт скважиной 1-П, где толщина акшабулакской свиты достигает 310 м.

На месторождении Бектас в отложениях акшабулакской свиты выделяются нефтяной горизонт Ю-0-3 и водоносный горизонт Ю-0-4.

В кровельной части разреза акшабулакской свиты в скважинах 8, 10, Б-14, Б-27, Б-62 прослеживается отражающий горизонт Ю-0-2, в скважинах 1-П, Б-60, Б-61- отражающий горизонт Ю-0-3.

### **Меловая система – К**

Меловая система представлена отложениями нижнего и верхнего отделов. Нижний представлен даульской, карачетауской и кызылкинской свитами. Верхний отдел состоит из балапанской свиты нижнего турона и нерасчлененных отложений верхнего турона-сенона.

Даульская свита K<sub>1dl</sub> подразделена на арыскупский горизонт, нижнедаульскую и верхнедаульскую подсвиты.

Арыскупский горизонт (K<sub>1ar</sub>) в кровельной части сложен преимущественно алевро-глинистыми породами, в основании залегает слой гравийно-песчаных пород, в котором установлена промышленная нефтеносность на ряде месторождений. На месторождении Бектас песчаный пласт, приуроченный горизонту М-П, характеризуется как водоносный в скважине 10 и заглинированный в скважинах 1П, 2, 4, 6, 8, Б-8, Б-14, Б-15, Б-27, Б-60, Б-61, Б-62.

Литологически горизонт представлен гравелитами, песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

Гравелиты светло-серые, зеленоватые, хлоритизированные, неравномерно-разнообломочные, слабо сцементированы карбонатным и песчано-глинистым цементом, состоят из окатанных и полуокатанных обломков аргиллитов, алевролитов и кварцитов размерами от 0,2 до 2-3см.

Пески серые, серо-зеленые, серо-бурые, мелко- и средне-кристаллические, кварц-полевошпатовые, слабослюдистые, косослоистые с обломками гравия, местами слабоуплотненные.

Песчаники серые, серо-зеленые, буровато-серые, кварц-полевошпатовые, мелко-среднезернистые до грубозернистых с пропластками

---



гравелитов, на карбонатном цементе.

Алевролиты серые, коричневые на глинистом цементе. В разрезе песчано-алевролитовой пачки встречаются прослой пестро-цветных аргиллитов, слюдистых, местами кавернозных.

Толщина арыкумского горизонта от 4 м (скв.Б-14) до 20 м (скв.8).

В кровельной части разреза арыкумского горизонта прослеживается отражающий горизонт М-II.

Нижнедаульская подсвета ( $K_1dl_1$ ) представлена аргиллитами красно-коричневыми, коричневыми, местами алевритистыми, с включениями и прослоями серо-зеленых разностей.

Толщина подсветы изменяется от 45 м (скв.1-II) до 94 м (скв.Б-8).

Верхнедаульская подсвета ( $K_1dl_2$ ). Литологически представлена песчаниками зеленовато-серыми, мелко- и среднезернистыми, слюдистыми, кварц-полевошпатовыми, на глинистом цементе местами с пропластками гравелитов и глинами красными, зелеными, местами с зеркалами скольжения.

Толщина подсветы от 203,5 (скв.Б-11) до 242 м (скв.10).

В разрезе верхнедаульской подсветы на месторождении Бектас выделяются продуктивные горизонты М-1, М-2, М-3. С кровлей горизонта М-2 стратифицирован отражающий горизонт М-2.

#### **Аптский-нижне-среднеальбский ярус – $K_{1a-a1-2}$**

Карачетауская свита ( $K_{1a-a1-2}$ ) залегает с размывом на даульской, сложена песками, песчаниками, гравелитами, алевролитистыми глинами серого, зеленовато-серого цветов, карбонатными с прослоями коричневых и черных разностей, мелкогалечных конгломератов, известковистых песчаников, бурых углей и включениями углефицированных растительных остатков.

Толщина свиты изменяется от 174 м (скв.Б-23) до 235 м (скв.1-II).

#### **Верхний отдел – $K_2$**

Отложения верхнего мела представлены кызылкиинской и балапанской свитами, датированными верхнеальб-сенонским и верхнесенонско-туронским ярусами.

#### **Верхнеальбский-сеноманский ярус – $K_{1-2} a1_3-s$**

Кызылкиинская свита ( $K_{1-2} a1_3-s$ ) сложена пестро-цветными глинистыми алевролитами, монтморелонит-каолиновыми глинами с прослоями песков и песчаников.

Толщина свиты от 163 м (скв.1-II) до 213 м (скв.Б-60).

#### **Верхнесенонский-туронский ярус - $K_2 sn_2-t$**

Балапанская свита ( $K_2 sn_2-t$ ) представлена глинами, алевролитами, песками и песчаниками серыми, зеленовато-серыми, прослоями пестро-цветными, с ОРО. В кровле встречаются слои известняков.

Толщина свиты от 312 м (скв.Б-1) до 378 м (скв.8).

#### **Палеогеновая система – $P$**

---

Отложения палеогена в Арыкумском прогибе с региональным размывом залегают на отложениях верхнего мела и литологически представлены глинами зеленовато-серыми, пепельно-серыми, серыми карбонатными песчаниками, алевролитами.

Толщина отложений от 115 м (скв.2) до 153 м (скв.10).

#### **Четвертичная система – Q**

Отложения четвертичной системы развиты повсеместно и представлены песками, глинами, суглинками и супесями.

Толщина четвертичных отложений до 5 м.

#### **4.2. Тектоника**

В тектоническом отношении участок Бектас Северный расположен в юго-восточной части Арыкумской грабен-синклинали, приуроченной к юго-западной части Арыкумского прогиба, представляющего южную часть Южно-Торгайской впадины (графическое приложение 2).

Фундамент имеет сложное блоковое строение, обусловленное наличием Каратауского разлома и множества более мелких разрывных нарушений субмеридионального и субширотного направлений. Амплитуды смещений весьма значительные, о чем свидетельствуют резкие различия глубин залегания кровли фундамента на относительно небольших расстояниях. Глубина залегания кровли фундамента в Арыкумском прогибе колеблется от 1 до 5 км. В пределах рассматриваемого района фундамент вскрыт на структуре Южный Коныс на глубинах 1465-1789 м, а на Бектасе в скважине 1-П, расположенной всего в 14км - на глубине 3878 м.

Тектоника юрского рифтогенного комплекса характеризуется наиболее сложным строением по отношению к мел-палеогеновой толще и представлена системой узких ассиметричных линейных отрицательных (грабен-синклиналей) и положительных (горст-антиклиналей) структур северо-западного простирания, протяженностью до 190 км. Арыкумская грабен-синклиналь, в пределах которой расположен участок Бектас Северный, с северо-востока ограничено Каратауским разломом, который служит границей между Аксайской горст-антиклиналью и Арыкумской грабен-синклиналью, с юго-запада и юга - Нижне-Сырдарьинским сводом и Каратауской мегаантиклиналью. В плане имеет форму сужающегося клина, ширина которого уменьшается с 25-30км в центральной части до 6 км на юго-востоке.

В пределах Арыкумской грабен-синклинали домезозойский фундамент залегают на глубинах от 1 до 4 км. По кровле среднеюрских отложений отмечается погружение от юго-западного борта с 800-1300 м до 1200-2300 м к северо-восточной части. Верхнеюрские отложения представлены синклинальной структурой северо-западного направления, ограниченной на западе тектоническими прибортовыми разломами, на

---

---

востоке - стратиграфическим срезом.

В 2006-2007гг геологическим институтом компании «Туха» (Китай) произведена переинтерпретация сейсмических материалов 3Д и построена структурная карта по ОГ- М-2.

В 2011г на месторождении Бектас произведена переработка материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом данных бурения новых скважин. При переинтерпретации сеймики использованы все имеющиеся сведения, полученные при бурении. Полученными сейсмическими данными подтверждается наличие и положение основных сбросов, разделяющих структуру на 7 блоков (I, II, III, IV, V, VI, VII). Уточнено положение тектонических нарушений, установленных прежними работами, наличие которых подтверждено данными бурения.

По кровле ОГ-М-2 (верхний неокон) поднятие Бектас по данным сеймики 3Д представляет собой антиклинальную складку субширотного простирания, в пределах замкнутой изогипсы минус 775м имеет размеры 6,1х3,8км и амплитуду порядка 50м. На юго-западной части структуры выделен сброс  $f_{10}$  и в своде -  $f_2$ . В связи с уточнением положения тектонических нарушений произошли сдвиги сбросов  $f_2$ ,  $f_{10}$ , наличия которых подтверждаются данными бурения. Так по горизонту М-1 блок VI, ограниченный сбросами  $f_2$  и  $f_{10}$ , по скважинам 8, 10, Б-11, Б-27 и Б-62 характеризуется как водоносный, смежные с ним блоки I и VII – газоносные. Сброс  $f_2$ , параллельный региональному разлому  $F_1$ , имеет амплитуду падения в пределах 5-15м на блоках VI и VII, являющихся опущенными по отношению к блоку I. Блок II является опущенным по отношению к блокам I и VII. Амплитуда сбросов не превышает 5м.

Северо-восточная часть структуры осложнена тектоническими нарушениями ( $f_3$ ,  $f_4$ ,  $f_5$ ,  $f_6$ ,  $f_7$ ,  $f_8$ ,  $f_9$ ) субмеридианального направления, оперяющими региональный Каратауский разлом. Амплитуда этих сбросов в районе сочленения с разломом  $F_1$  составляет 20-30м и уменьшается в направлении свода структуры, нарушения  $f_3$ ,  $f_4$  малоамплитудные, сброс  $f_3$  в своде затухает. Ранее единый II блок за счет дополнительного сброса  $f_6$  разделен на два блока (II, III), за счет этого были изменены нумерации блоков: III изменен на IV; IV - на V; V - на VI, VI - на VII.

В кровельной части разреза акшабулакской свиты прослеживается отражающий горизонт Ю-0-3. Структура с северо-востока ограничена Каратауским разломом и осложнена серией тектонических нарушений, примыкающих к этому разлому. Тектоническими нарушениями структура делится на ряд блоков, размеры структуры по изогипсе минус 1050 м составляют 7,0х4,8км, амплитуда поднятия достигает до 95м. Залежь нефти выявлена по данным ГИС и опробования в пределах блока, где были пробурены скважины Б-60 и Б-61.

---

### **4.3. Нефтегазоносность.**

Участок Бектас Северный расположен в пределах Арыскупского прогиба, Южно-Тургайской впадины, где разрабатываются месторождения нефти и газа Арыскуп, Кумколь, Коныс, Бектас и др.

Залежи нефти на Кумколе связаны с отложениями средней-верхней юры и нижнего неокома, на Арыскуме и Конысе газонасыщенные отложения верхней юры и нефтегазонасыщенные отложения нижнего неокома, на Бектасе нефтегазонасыщенные отложения нижнего неокома, а верхнеюрские нефтенасыщенные.

По нефтегеологическому районированию участок Бектас Северный находится в одной зоне с месторождениями Арыскуп, Коныс, Бектас. Эта зона приурочена к структурным ловушкам, примыкающим к Каратаускому разлому и представляющим инверсионные антиклинальные складки, нарушенные разломом в присводовой части.

Исследуемая территория находится непосредственно вблизи от месторождения Бектас, где коллектора ниже меловых и юрских отложений изучены хорошо. В связи с этим ниже описываем нефтегазоносность месторождения Бектас.

На месторождении Бектас по данным поисково-разведочного, эксплуатационного бурения, детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС в нижнемеловых отложениях (верхнедаульская подсвита) выделены три продуктивных горизонта: М-1, М-2, М-3. Горизонт М-2 в свою очередь подразделяется на два пласта «А» и «Б».

Выделены также новые продуктивные горизонты, по которым прежде запасы УВ не подсчитывались:

- Между горизонтами М-1 и М-2 (пласт А) в одной скважине Б-17, пробуренной на II блоке, по данным ГИС выделен газонасыщенный коллектор, на основании выделенного газового пласта проведена корреляция всех скважин, горизонт назван М-1<sup>1</sup>;

- В кровельной части верхнеюрских отложений (акшабулакская свита) выделены 2 новых горизонта: нефтяной Ю-0-3 и водоносный Ю-0-4. При выделении горизонтов был использован метод корреляции разрезов и принятая номенклатура горизонтов с рядом расположенным месторождением Коныс, также данные обработки материалов ГИС.

- Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песками, песчаниками, алевролитами, переслаивающимися с тонкими пачками глин.

Месторождение по характеру геологического строения относится к сложным.

В 2011г. на месторождении произведена переобработка материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом данных бурения. Полученными сейсмическими данными подтверждается наличие и положение ранее установленных сбросов, разделяющих структуру на ряд

блоков, содержащих залежи.

Границами залежей служат положения контактов газ-вода, нефть-вода, линии литолого-фациального замещения коллекторов и тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований и данным бурения.

Результаты, полученные при переинтерпретации сеймики 3Д, внесли коррективы в геологическое строение месторождения, а именно:

- на структурной карте по ОГМ-2 ранее единый II блок сбросом  $f_6$  разделен на два блока (II, III);

- за счет дополнительного сброса  $f_6$  изменены нумерации блоков: III изменен на IV; IV - на V; V - на VI, VI - на VII.

По данным ГИС в верхнеюрских отложениях по скважинам Б-60 и Б-61 выявлены нефтенасыщенные коллектора, приуроченные горизонту Ю-0-3. При опробовании скважин получены притоки нефти дебитами 0,17-1,6 м<sup>3</sup>/сут, по скважине Б-61 исследована одна поверхностная проба нефти. На основании выделенных нефтяных пластов проведена корреляция в 8 скважинах (1-П, 8, 10, Б-14, Б-27, Б-60, Б-62, Б-62) и составлены структурные карты по кровле и подошве коллектора по горизонту Ю-0-3, остальными пробуренными скважинами горизонт не вскрыт.

По новым выделенным горизонтам (М-1', Ю-0-3) подсчитаны запасы.

Всего на месторождении, с учетом новых выявленных, установлены 5 продуктивных горизонтов (М-1, М-2, М-3, М-1', Ю-0-3).

Ниже приводится характеристика газовых, нефтяных залежей и обоснование газоводонасыщенных, газонефтяных, водонефтяных контактов.

### **Характеристика продуктивных горизонтов месторождения Бектас**

**Горизонт М-1.** К горизонту приурочены газовые залежи, выделенные в кровле неокомского горизонта, получившие развитие на блоках I, II, III, IV, V VII. Блок VI водоносный.

По условиям залегания горизонта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически экранированным.

Толщина горизонта изменяется от 38м (скв.Б-27) до 61м (скв.Б-43), газонасыщенная толщина от 1,2м (скв.Б-9) до 19,2м (скв.Б-5). Количество эффективных пропластков в горизонте от 1 до 13.

Пористость по керну по продуктивной части горизонта по представительным образцам в среднем составляет 21,2%, проницаемость – 9,39мД.

Блок I. По данным ГИС газонасыщенные толщины выделены в скважинах 2, Б-1, Б-60, Б-61, в скважине Б-15 газоводонасыщенные, в скважине Б-12 – водонасыщенные.

Залежь блока ограничена с юга и запада сбросом  $f_2$ , с востока сбросом  $f_5$ , на севере оконтурена газо-водяным контактом.

Горизонт опробован в скважине 2, где получен промышленный приток газа дебитом 73,36 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

---

Минимальная отметка залегания кровли коллектора в своде минус 669,3м в скважине 2, максимальная минус 726,7м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-15, высота залежи 57,4м. Площадь 8892 тыс.м<sup>2</sup>.

Блок II является опущенным по отношению к блоку I. По данным ГИС газонасыщенные коллектора выделены в 16 скважинах (1-II, 4, 301, Б-2, Б-3, Б-4, Б-7, Б-16, Б-17, Б-18, Б-25, Б-28, Б-29, Б-47, Б-50, Б-71), газонасыщенные - в 3-х скважинах Б-13, Б-40, Б-43.

Залежь блока экранирована на юге сбросом  $f_2$ , на западе - сбросом  $f_5$ , на востоке - сбросом  $f_6$ , на севере ограничена газо-водяным контактом.

Газоносность подтверждена опробованием скважины 4, в которой получен фонтан газа дебитом 8,22 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 694,4м в скважине Б-25, максимальная минус 749,6м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-7, высота залежи 55,2 м. Площадь залежи равна 5141 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоке III по комплексу ГИС газонасыщенные коллектора выделены во всех скважинах Б-5, Б-6, Б-8, Б-19, Б-20, Б-21, Б-22, Б-23, Б-24, Б-26, Б-41, Б-42, Б-70, свк.Б-46 – газонасыщенные, по скв.Б-23 ГИС охвачен не полностью.

Залежь блока ограничена с запада сбросом  $f_6$ , с востока сбросом  $f_7$ , с севера – контурными водами. Газоносность опробованием не установлена.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора в своде минус 696,2м в скважине Б-26, максимальная на условном контуре газоносности минус 752,4м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-46. Высота залежи 56,2 м. Площадь залежи 2237 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоках IV и V пробуренных скважин нет. Газовые залежи выделены на основании структурных построений, и запасы газа оценены с учетом ГВК, принятого для блока III на отметке минус 752,4м. Площадь залежи на блоке IV равна 696тыс.м<sup>2</sup>, на блоке V- 1389 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоке VII пробурены 6 скважины (6, Б-9, Б-10, Б-44, Б-45, Б-74). По данным ГИС газонасыщенные коллектора выделены в скважинах Б-10, Б-44, Б-74, газонасыщенные – в скв.6, Б-9, Б-45.

Залежь блока с запада экранирована сбросом  $f_{10}$ , с севера сбросом  $f_2$ , с юга - газо-водяным контактом. Газоносность опробованием не установлена.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 696,9м в скважине Б-74, максимальная на условном контуре газоносности минус 733м, соответствующей подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-10. Высота залежи 36,1 м. Площадь залежи равна 2809 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт М-1'.** Газоносность установлена по данным ГИС на блоке II. В скважине Б-17 в интервале 938,6-940,3м (-764,3-766,0м) выделен газонасыщенный коллектор толщиной 1,7м, который находится ниже горизонта М-1 на 15,6м и выше горизонта М-2 пласта А на 17,7м. Горизонт не опробован. В скважине 6 между этими двумя горизонтами по данным

---

---

ГИС выделен водонасыщенный коллектор, в остальных скважинах коллектора литолого-фациально замещены. Площадь локальной газовой залежи в районе скважины Б-17 равна 287тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт М-2 пласт А.** К пласту приурочены залежи нефти и газа, получившие развитие на блоках I, II, III, IV, V, VI, VII.

По условиям залегания пласта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

Толщина горизонта изменяется от 4м (скв.61) до 23м (скв.Б-47), газонасыщенная толщина от 1,3м (скв.Б-47) до 15,8м (скв.Б-1), нефтенасыщенная толщина - 1,9м (скв.Б-46) до 17,5м (скв.Б-13). Количество эффективных пропластков в горизонте от 1 до 9.

Пористость по керну по продуктивной части горизонта по представительным образцам в среднем составляет 22,97%, проницаемость – 96,46мД.

Блок I. По данным ГИС выделены только газонасыщенные коллектора в 4 скважинах (2, Б-1, Б-60, Б-61). В двух скважинах (Б-12, Б-15) коллектора литолого-фациально замещены.

Залежь блока с юга и востока экранирована сбросами  $f_2$  и  $f_5$ , с севера – частично зоной глинизации и газовой контактом. В пределах блока по данным сейсмических исследований проходят еще 2 сброса  $f_3$ ,  $f_4$ , амплитуда которых затухает в своде структуры, они практически не изменяют структуру залежи и не влияют на ГВК.

Газоносность подтверждена опробованием скважины 2, в которой дебит газа равен 67,92 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора в своде минус 730,7м в скважине 2, максимальная минус 771,6м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине Б-1. Высота залежи 40,9м. Площадь 5559 тыс.м<sup>2</sup>.

Блок II. По данным ГИС газо-нефтенасыщенные коллектора выделены в 6 скважинах (301, Б-3, Б-4, Б-25, Б-29, Б-47), нефтенасыщенные - в 10 скважинах (1-II, 4, Б-2, Б-13, Б-16, Б-17, Б-18, Б-28, Б-50, Б-71), нефтеводонасыщенные - в одной скважине Б-7, водонасыщенные – в 2 скважинах (Б-40, Б-43).

Залежь блока экранирована с запада сбросом  $f_5$ , востока – сбросом  $f_6$ , юга – сбросом  $f_2$ , с севера - контуром нефтеносности.

Все скважины на блоке опробованы, получены фонтанные притоки нефти, максимальный дебит 79,2 м<sup>3</sup>/сут получен при опробовании скважины 4, минимальный 4,0 м<sup>3</sup>/сут. в скважине Б-71.

Газовая часть не опробована, но наличие газовой шапки подтверждено значительным увеличением газового фактора в процессе разработки. Так ГФ увеличился с начального 29 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> до 1684 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (скв.4), с 110м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> до 1159 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (скв.Б-2), в скважине 1-II начальный Г.Ф. не замерен из-за низкого дебита газа, при разработке достиг 2126,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 766,4м в

---

---

скважине 301, максимальная минус 798,3м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-7. Газонефтяной раздел принят условно по данным ГИС на отметке минус 775,2м. Высота газовой шапки 8,8 м, нефтяной части 23,1м. Площадь газовой залежи равна 2634 тыс.м<sup>2</sup>, площадь нефтяной – 3343 тыс.м<sup>2</sup>.

Блок III. По данным ГИС коллектора в одной скважине Б-46 нефтеводонасыщенные, в остальных скважинах – нефтенасыщенные.

Залежь блока ограничена с юга и запада сбросами  $f_2$  и  $f_6$ , с востока сбросом  $f_7$ , с севера – контурными водами.

Нефтеносность горизонта установлена опробованием всех скважин. Максимальный дебит нефти 50,0 м<sup>3</sup>/сут получен при опробовании скважины Б-6, минимальный 2,24 м<sup>3</sup>/сут в скважине Б-70.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 772,6м в скважине Б-26, максимальная на минус 810,6м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-42. Высота залежи 38,3м. Площадь 2025 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоках IV и V\_пробуренных скважин нет. Нефтяные залежи выделены на основании структурных построений, и запасы нефти оценены с учетом ВНК, принятого для блока III на отметке минус 810,6м. Площадь залежи на блоке IV равна 706 тыс.м<sup>2</sup>, на блоке V- 1348 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоке VI по данным ГИС газонасыщенные коллектора выделены в 2 скважинах (8, Б-62), водонасыщенные - в скважинах 10, Б-11, Б-14, Б-27.

Залежь блока экранирована на севере сбросом  $f_2$ , на востоке сбросом  $f_{10}$ , на западе ограничена ГВК.

При опробовании интервала 948-951м (-774,8-777,8м) в скважине 8 получен фонтан газа дебитом 72,55 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В скважине Б-11 при опробовании интервала 950-962м (-774,3-786,3м) получен приток пластовой воды дебитом 36 м<sup>3</sup>/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 762,4м, максимальная минус 776,8м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 8. Высота залежи 15,4 м. Площадь - 5070 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоке VII\_по данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 2 скважинах (Б-9, Б-10), нефте-водонасыщенные в 2 скважинах (Б-44, Б-45), в скв.Б-74-газонасыщенные, в скважине 6 коллектора литолого-фациально замещены.

Залежь блока экранирована сбросом  $f_2$  на севере, сбросом  $f_{10}$  на западе, на юге - водонефтяным контактом.

Газоносность пласта подтверждена опробованием и получением притока газа дебитом 0,017тыс.м<sup>3</sup>/сут в скважине Б-74.

При опробовании интервала 955-957м (-782,8-784,8м) скважина Б-10 скважина фонтанировала нефтью в течение часа, после чего фонтанирование прекратилось. В скважине Б-9 из интервала 962-965,5м (-789,9-793,4м) получен фонтан нефти с газом и водой. В скважине Б-44 - приток нефти с водой, дебит нефти составляет 4,25 м<sup>3</sup>/сут, воды – 0,75 м<sup>3</sup>/сут. В скважине Б-

---



---

45 - приток нефти дебитом  $3,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус  $762,3\text{м}$  в скважине Б-74, максимальная минус  $804,0\text{м}$  по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-45. Газонефтяной раздел принят условно по данным ГИС на отметке минус  $776,5\text{м}$  по подошве газонасыщенного коллектора в скв.Б-74. Высота газовой шапки  $14,2\text{м}$ , нефтяной части  $27,5 \text{ м}$ . Площадь газовой залежи равна  $638 \text{ тыс.м}^2$ , нефтяной –  $2513\text{тыс.м}^2$ .

**Горизонт М-2 пласт Б.** К пласту приурочены нефтяные залежи, получившие развития на блоках I, II и VI. Блоки III, VII – водоносные.

По условиям залегания пласта залежи относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

Толщина горизонта изменяется от  $7\text{м}$  (скв.Б-74) до  $49,4\text{м}$  (скв.Б-3), газонасыщенная толщина от  $2\text{м}$  (скв.4) до  $19,5\text{м}$  (скв.Б-62). Количество эффективных пропластков в горизонте от 1 до 5.

Пористость по керну по продуктивной части горизонта по представительным образцам в среднем составляет  $27,31\%$ , проницаемость –  $419,68\text{мД}$ .

Блок I. По данным ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 3 скважинах (Б-1, Б-60, Б-61), водоносный коллектор в скважине Б-15. В скважинах 2 и Б-12 коллектора литолого-фациально замещены.

Залежь блока экранирована с юга сбросом  $f_2$ , с востока сбросом  $f_5$ , с запада – зоной замещения, с севера подпирается краевой водой.

Нефтеносность установлена в скважинах Б-60, Б-61, где при опробовании в скважине Б-60 получен приток нефти дебитом  $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ , в скважине Б-61 из интервала  $949-955 \text{ м}$  ( $-774,7-780,7 \text{ м}$ ) получен приток нефти с водой, дебит нефти составляет  $6,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ , воды –  $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус  $773,9\text{м}$  в скважине Б-1, максимальная минус  $788,9\text{м}$  по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-60. Высота залежи  $15\text{м}$ . Площадь  $2268 \text{ тыс.м}^2$ .

На блоке II нефтенасыщенные коллектора по данным ГИС выделены в скважинах 301, Б-3, Б-4, Б-25, нефте-водонасыщенные в скважинах Б-2, Б-28, водоносные – в 6 скважинах (1-II, 4, Б-7, Б-18, Б-29, Б-43, Б-71), в скважинах Б-13, Б-16, Б-17, Б-40, Б-47 коллектора литолого-фациально замещены.

Залежь блока экранирована на западе сбросом  $f_5$ , на востоке сбросом  $f_6$ , на севере и юге – подпирается краевой водой.

Притоки нефти получены при опробовании скважин 301, Б-2, Б-3 и Б-4. Дебиты варьируют в пределах от  $17 \text{ м}^3/\text{сут}$  до  $62 \text{ м}^3/\text{сут}$  при опробовании (совместно с пластом А) соответственно интервала  $952-968\text{м}$  ( $-778,5-794,5\text{м}$ ) в скважине Б-3 и интервала  $956-972\text{м}$  ( $-781,9-797,9\text{м}$ ) в скважине Б-2. Раздельно пласт опробован в скважине 301, дебит нефти равен  $16,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус  $788,9\text{м}$  в скважине Б-4, максимальная минус  $799,7\text{м}$  по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-3. В скважине Б-28 по данным ГИС установлен

---

---

прямой ВНК на минус 795,4м, в скважине 4 кровля водонасыщенного коллектора на минус 798,9м. Высота залежи до 10,9м. Площадь 2545 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоке VI нефте-водонасыщенные коллектора по данным ГИС выделены в одной скважине (Б-62), водонасыщенные - в 3 скважинах (8, 10, Б-14), в скважинах Б-11 и Б-27 коллектора литолого-фациально замещены.

Залежь блока экранирована с севера сбросом  $f_2$ , с востока сбросом  $f_{10}$ , на западе - водонефтяным контактом.

При опробовании скважины Б-62 получен приток нефти с водой, дебит нефти составляет 1,91 м<sup>3</sup>/сут, воды – 3,4 м<sup>3</sup>/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 773,4м, максимальная минус 775,5м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-62. Высота залежи 2,1м. Площадь 1861тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт М-3.** По данным ГИС только в одной скважине 2, пробуренной на блоке I, выделены газо-нефтенасыщенные коллектора. В остальных скважинах коллекторы водонасыщенные.

Толщина горизонта изменяется от 23,6м (скв.Б-7) до 41м (скв.Б-61), газонасыщенная толщина в скважине 2 равна 6,2 м, нефтенасыщенная – 1,4м. Количество эффективных пропластков в горизонте от 1 до 9.

Пористость по керну по продуктивной части горизонта по представительным образцам в среднем составляет 22,13%, проницаемость – 13,35мД.

На блоке I залежь на востоке экранирована сбросом  $f_5$ , на юге сбросом  $f_2$ , на севере и юге - водонефтяным контактом. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

При опробовании скважины 2 в интервале 943-950 м (-769,1-776,1м) и 943-960м (-769,1-786,1м) получены фонтаны газа соответственно дебитами 76,65 и 66,51тыс.м<sup>3</sup>/сут. При опробовании интервала 964-973м (-790,1-799,1м) получен приток нефти и газа с водой (60%) дебитом нефти 4,8 м<sup>3</sup>/сут, газа – 6,4 тыс.м<sup>3</sup>/сут. через штуцер 7 мм, ГФ равен 1333 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. После установки цементного моста на глубине 968м, поступление воды прекратилось, получен фонтанный дебит нефти дебитом 4,3 м<sup>3</sup>/сут. через штуцер 5 мм, Г.Ф. увеличился до 4837 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

ГНК и ВНК приняты условно по данным ГИС соответственно на отметках минус 787,7м по подошве газонасыщенного коллектора и минус 792,5м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Площадь газовой залежи 2210тыс.м<sup>2</sup>, нефтяной - 557 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоках VI и VII оценка нефти и газа проведена по построению, уровни ГНК и ВНК приняты по аналогии с блоком I. Высота газовой шапки 1,1м, нефтяной части 3 м. Площадь залежи на блоке VI равна 577 тыс.м<sup>2</sup>, на блоке VI I- 162 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-0-3.** С горизонтом связаны нефтяные залежи, распространенные в пределах блоков I, VII. Блок VI водоносный.

Толщина горизонта изменяется от 64м (скв.Б-14) до 83,5м (скв.Б-61), нефтенасыщенная толщина в скважине Б-61 равна 5,1м, в скв.Б-60

---

---

нефтенасыщенная – 0,6м, водонасыщенная – 1,7м, в скв.1-П коллектора литолого-фациально замещены. Количество эффективных пропластков в горизонте от 1 до 6.

Пористость коллекторов по керну не изучена, так как исследованные образцы приходится на непродуктивную часть горизонта.

На блоке I залежь ограничена с востока сбросом  $f_5$ , с запада и юга сбросом  $f_2$ . Залежь относится к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным.

При опробовании в скважине Б-60 получен приток нефти с водой, дебит нефти - 0,17 м<sup>3</sup>/сут, воды – 2,73 м<sup>3</sup>/сут. В скважине Б-61 в интервале 1212,7-1216,1м отмечены следы нефти, в интервале 1252,9-1256,2м за время свабирования получен фонтанный приток нефти дебитом 5м<sup>3</sup>/сут, затем после проведения ГРП приток нефти дебитом 1,6м<sup>3</sup>/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1039,6 м, на условном контуре нефтеносности минус 1082,7м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине Б-61. Высота залежи 43,1 м. Площадь 8473 тыс.м<sup>2</sup>.

На блоке VII в пробуренных скважинах юрские отложения не вскрыты, нефтяная залежь выделена на основании структурных построений. Уровень ВНК принят по аналогии с блоком I. Площадь залежи 1613 тыс.м<sup>2</sup>.

Физико-химические свойства нефти месторождения Бектас в поверхностных и глубинных условиях приведены в таблицах 4.3.1 и 4.3.2.

---

Таблица 4.3.1. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№№ скв.	Интервал перфорации, м	Блок	Плотность нефти при 20°C, г/см <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость при 20°C, мм <sup>2</sup> /сек	Состав, % масс						Температура вспышки, °С	Температура застывания, °С	Фракционный состав по Энглеру, в объемных %						Молекулярная масса	Дата отбора проб	Организация, выполнившая исследование	
					Серы	Парафина	Воды по Д.С.	Смол	Асфальтенов	Мех. примесей			Начало кипения, °С	100°C	150°C	200°C	250°C	300°C				350°C
Горизонт М-2 пласт А																						
1-П	962-974	II	0,865	-	0,42	15,9	0,2	10,8	0,38	0,01	-	26	65	3	5	9	13	25	-	-	июнь 1989г	Тогуз, ОМП
4	949-957		0,864	-	0,37	13,5	-	16,3	0,08	0,08	-	23	55	-	-	4	9	39	-	-	август 1990г	Тогуз, ОМП
	949-957		0,859	-	0,28	15,1	-	7,51	0,19	-	-	21	60	1	7	15	27	-	-	-	август 1990г	Тогуз, ОМП
Среднее по II блоку			0,868	43,3	0,33	18,9	2,3	12,7	0,24	0,1	17	22	60	2,1	8,7	15	22	45	64	246		
Б-6	956-960	III	0,876	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.09.2005г	НИПИнефтегаз
Среднее по III блоку			0,875	54,9	0,30	25,0	3,4	10,4	0,21	0,08	22	25	71	1	10	17	24	50	63	256		
Среднее по пласту А			0,871	49,1	0,3	21,9	2,8	11,5	0,22	0,09	20	23	65	2	9	16	23	47	64	251		
Горизонт М-2 пласт Б																						
Б-60	955,6-960,2 961,2-965,5	I	0,866	51,8	0,23	18,4	0,5	9,9	0,25	0,16	16	21	60	2	11	18	30	54	67	239	18.10.2012г	ТОО"Мунай-газгеолсервис"
Среднее по I блоку			0,866	51,8	0,23	18,4	0,5	9,9	0,25	0,16	16	21	60	2	11	18	30	54	67	239		
Среднее по М-2			0,869	47,8	0,3	20,0	2,3	12,0	0,2	0,1	18	22	62	1,9	9,1	15	23	47	64	248		

Горизонт М-2 пласты А+Б																						
4*	946-957; 964-973	II	0,852	12,4	0,29	14,2	-	8,9	0,24	0,01	-	19	63	2	7	15	27	33	-	-	сент.,1992г	Тогуз, ОМП
Б-2*	956- 957,5; 959-962; 963,5- 966; 971- 972		0,877	4,6	0,2	26,9	12	15	0,1	0	2	17	65	3	5	9	13	25	-	262	04.10.2002г	ТОО"Мунай- газгеолсерфис"
Б-4*	954-957; 962-963		0,854	3,8	0,17	14,8	0	7,6	0,39	0,07	7	14	60	3	12	16	25	46	74	216	02.02.2003г	ТОО"Мунай- газгеолсерфис"
Горизонт М-3																						
2	964-973	I	0,841	-	0,23	13,3	-	7,10	0,13	-	-	16	65	2	9	17	31	-	-	-	июль 1990г	Тогуз, ОМП
Горизонт Ю-0-3																						
Б-61	1252,9- 1256,2	I	0,819	-	-	6,3	0,2	4	0,005	0,008	18	- 17	48	9	27	38	47	56	68	256	23.08.2012г	ТОО"Ойлсерт Интернейшнл"

Таблица 4.3.2. Результаты анализов глубинных проб нефти

№№ скважин	Интервал перфорации, м	Блок	Глубина отбора, м	№№ проб	Условия отбора проб			Газо-содержание		Плотность пласт. нефти, г/см <sup>3</sup>	Объемный коэффициент	Усадка, %	Коэффициент растворимости газа, м <sup>3</sup> /л*МПа	Коэф. сжимаемости пласт. нефти 10 <sup>-4</sup> , 1/МПа	Динамическая вязкость, мПа*с	Дата отбора	Организация, выполняющая исследования
					Пластовая температура, °С	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	м <sup>3</sup> /т	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>								
Горизонт М-2 пласт А																	
4	949-957	II		1	38	8,95	7,4	87,6	75,3	0,784	1,120	10,80	11,0	-	9,90	август 1990г	Тогуз, ОМП
Горизонт М-2 пласт Б																	
Б-60	955,6-960,2 961,2-965,5	I	960	1*	41,87	6,52	6,45	-	25,0	0,8335	1,058	-	3,96	1,11	-	06.09.2012г	ТОО "СНЕС"
Б-60	955,6-960,2 961,2-965,5		961	1	39,61	7,20	5,85	101,1	87,6	0,7112	1,201	16,74	14,97	1069,5	4,35	18.10.2012г	ТОО "Мунайгаз-геолсервис"
				2	39,61	7,20	5,65	85,52	74,06	0,720	1,195	16,32	13,11	905,0	6,08		
3	39,61	7,20		5,4	65,09	56,37	0,7308	1,173	14,75	10,44	367,3	9,26					
Горизонт М-3																	
2	964-973	I			39	8,71	7,6	88,5	74,43	0,660	1,485	39,40	11,6	-	32	июль, 1990г	Тогуз, ОМП

Примечание: \* - пробы не кондиционные; 8,73\*\* - Рпл. не довосстановлено

---

#### 4.4. Гидрогеологическая характеристика

Площадь проектируемых работ приурочена к Южно-Торгайскому артезианскому бассейну. Грунтовые и пластовые воды неоген-четвертичных, палеогеновых и верхнемеловых отложений изучены в ходе гидрогеологических съемок. Пластовые воды нижнемеловых, юрских отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах пробуренных на нефть и газ на соседних площадях и месторождениях.

Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно – Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно – гидрокарбонатно – хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт – альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосолоноватых вод и бортах Арыскупского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высокоминерализационных хлоридно–натриево–кальциевого состава во внутренней части бассейна.

Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации поводковых вод.

Средняя зона также характеризуется свободным водообменом и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 92 г/л. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

Гидрогеологические исследования по замеру пластовой температуры в водоносных горизонтах на участке Бектас Северный не проводились, поэтому для характеристики геотермических условий использовались данные соседних месторождений. Замеры температур выполнялись через каждые 250 м до глубины 2750 м. Согласно полученных данных, в рассматриваемом

---

---

интервале глубин, пластовые температуры изменяются в пределах от 21,4° С до 58,8° С.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать для закачки в продуктивные пласты для поддержания пластового давления. Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон-сенонских водоносных комплексов.

---



---

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

### 5.1 Цели и задачи проектируемых работ

Настоящим дополнением к проекту разведочных работ предусматривается поиск углеводородов на участке Бектас Северный контрактной территории ТОО «КазНедраПроект» с целью выявления залежей нефти и газа в средне-верхнеюрских отложениях.

Основанием для проведения работ является недостаточная изученность юрских отложений, продуктивность которых доказана на соседних месторождениях, а также результаты бурения скважин 1-П, 60 и 61 на расположенном в непосредственной близости месторождении Бектас.

По данным ГИС в верхнеюрских отложениях (акшабулакская свита верхней юры) в скважинах Б-60 и Б-61 выявлены нефтенасыщенные коллектора, приуроченные горизонту Ю-0-3. При опробовании скважин получены притоки нефти дебитами 0,17-5 м<sup>3</sup>/сут. Эти результаты позволяют рассчитывать на получение притоков углеводородов из глубже залегающих отложений кумкольской свиты верхней юры, а также карагансайской и дощанской свит нижней-средней юры.

По результатам выполненной интерпретации материалов ГИС скважины П-1 Бектас, было установлено, что весь нижнеюрский разрез представлен глинистыми породами, и выявление здесь перспективных ловушек маловероятно. В связи с чем было принято решение ограничить забой независимой скважины глубиной 2300 м, а также дополнительно пробурить одну зависимую скважину глубиной 2300 м.

Целевым назначением проектируемых работ является проведение поисковых работ на юрские отложения (верхняя, средняя), получение геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа, уточнение данных сейсморазведки по результатам бурения. Предусматривается бурение одной независимой разведочной скважины глубиной 2300 м и одной зависимой разведочной скважины глубиной 2300 м.

Геологические задачи, последовательность и основные методы их решения:

- завершение переинтерпретации ранее проведенных сейсмических работ 3Д в объеме порядка 40 кв.км и сейсмических профилей 2Д протяженностью 200 п.км;

- бурение одной независимой и одной зависимой скважины глубиной 2300 метров, с целью поисков залежей углеводородов и оценки перспектив ниже-верхнеюрских отложений.

- отбор керновых материалов по продуктивным горизонтам отложений юры на основании результатов ГТИ, выполнение полного комплекса ГИС;

- при выявлении продуктивных объектов изучение эффективных толщин, открытой и эффективной пористости, проницаемости,

---

---

нефтегазонасыщенности, на основе изучения кернового материала и материалов ГИС;

-изучение продуктивности перспективных нефтегазоносных горизонтов;

-при обнаружении залежей нефти и газа изучение свойств пластовых флюидов по данным опробования и анализа поверхностных и глубинных проб;

-получение геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа по юрским отложениям.

### ***5.2. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований***

Недропользователем ТОО «КазНедраПроект» ведется переобработка и переинтерпретация ранее проведенных сейсмических работ 3Д в объеме порядка 40 кв.км и сейсмических профилей 2Д протяжённостью 200 п.км. На данном этапе уже завершены построения структурных карт по двум отражающим горизонтам М-II и J<sub>3ак</sub>. Проектом предусматривается продолжение данной работы с построением структурных карт по кумкольской, карагансайской и дощанской свитам, а также по поверхности палеозоя.

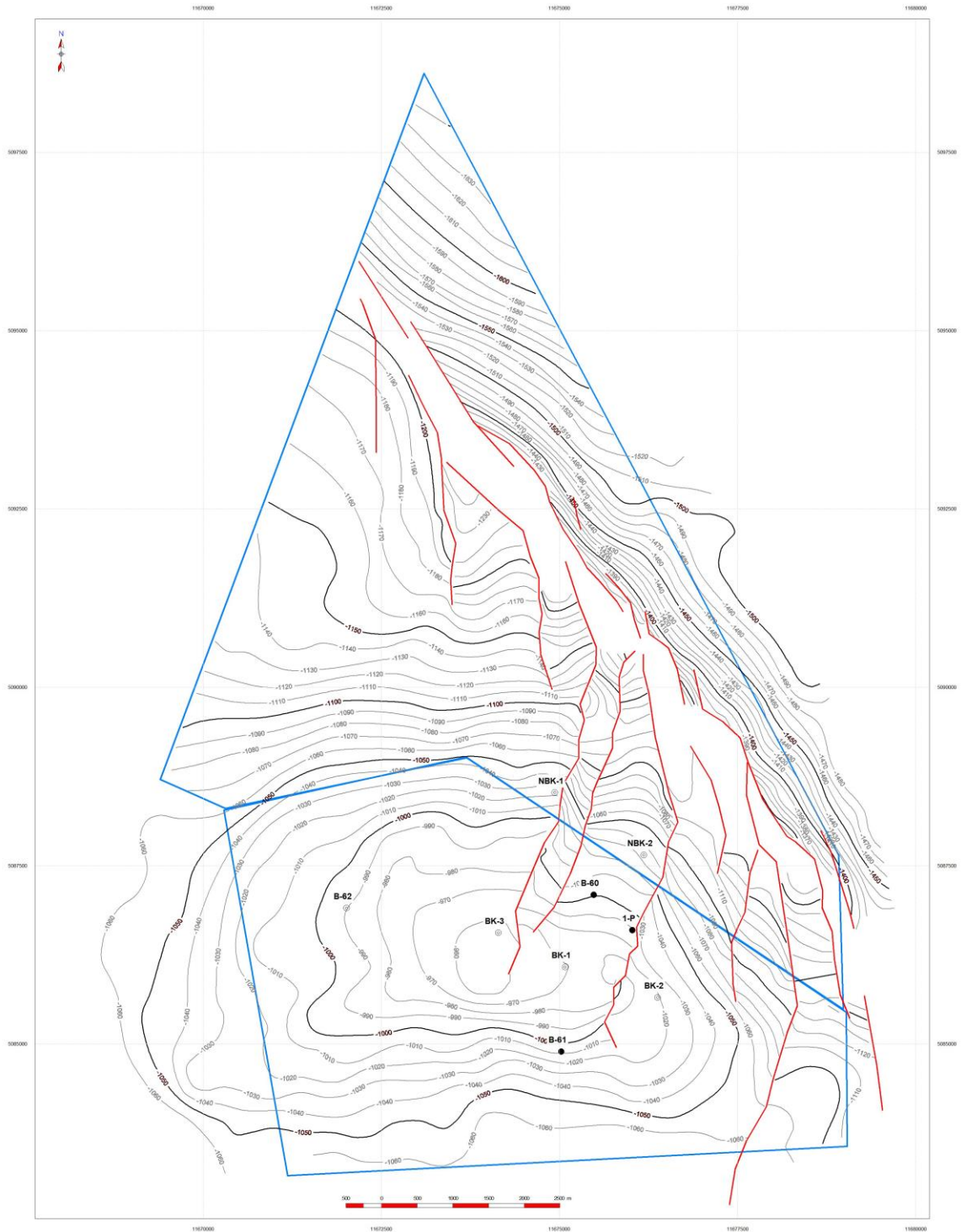
### ***5.3. Система расположения проектируемых скважин***

**Скважина NBK-1** поисковая, независимая, проектируется на северном крыле антиклинального поднятия Бектас по отложениям юры с целью разведки залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина 2300 м. Проектный горизонт – J<sub>1-2ds</sub>.

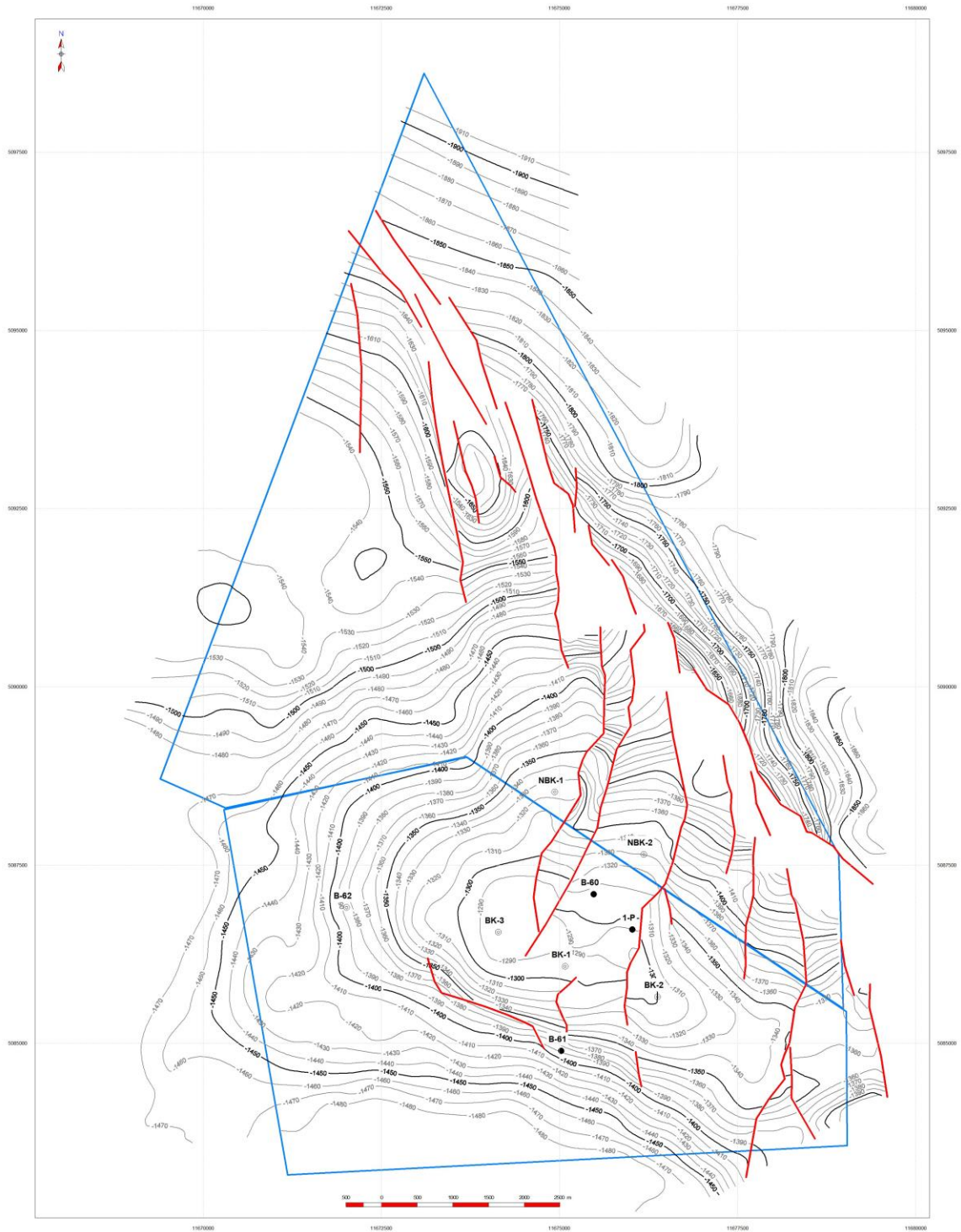
**Скважина NBK-2** поисковая, зависимая, проектируется на северном крыле антиклинального поднятия Бектас в 1500 м северо-западнее от независимой скважины NBK-1 по отложениям юры с целью разведки залежей нефти и газа в юрских отложениях. Проектная глубина 2300 м. Проектный горизонт – J<sub>1-2ds</sub>.

Точки заложения скважин NBK-1 и NBK-2 приведены на рисунках 5.3.1-5.3.2.

---



**Рис. 5.3.1. Структурная карта по кровле Jзак**



**Рис. 5.3.2. Структурная карта по кровле J3km**

---

#### ***5.4. Геологические условия проводки скважин.***

Геологические условия проводки независимой скважины NBK-1 представлены в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1. Геологические условия проводки скважин

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого- техническими условиями, м			Стратигра- фическая приурочен- ность	Литологи- ческие особен- ности и характери- стика разреза	Категории пород		Ожидаемые пластовые		
	от	до	толщин а			по твер- дости	по абра- зив- ности	давления, МПа	Тем- пера- туры, °С	углы и направления падения пластов
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
1	0	150	150	Q+P	Глины, пески, супеси, суглинки	I	M			
2	150	400	250	K <sub>2</sub> sn <sub>2</sub> -t	Песчаники, пески	I	M			
3	400	540	140	K <sub>1</sub> al <sub>3</sub> -s	Алевролиты, глины, песчаники	I	MC			
4	540	650	110	K <sub>1a</sub> -al <sub>1-2</sub>	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	I	MC			
5	650	900	250	K <sub>1</sub> nc <sub>2</sub>	Аргиллиты, песчаники, алевролиты	II	C			
6	900	1130	230	K <sub>1</sub> nc <sub>1</sub>	Аргиллиты, алевролиты	II	C			

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
7	1130	1150	20	K <sub>1</sub> nc <sub>1ar</sub>	Пески, песчаники, гравилиты	II	C			
8	1150	1460	310	J <sub>3ak</sub>	Песчаники, аргиллиты, алевролиты, слюды КПШ.	III	CT			
9	1460	2580	120	J <sub>3km</sub>	Алевролиты, аргиллиты, песчаники	III	CT	20-22	100-110	
10	1580	1980	400	J <sub>2kr</sub>	Алевролиты, аргиллиты, битуминозные сланцы, песчаники	IV	T	26-28	110-120	
11	1980	2300	320	J <sub>1-2ds</sub>	Алевролиты, песчаники, аргиллиты	IV	T	28-30	130-140	

### 5.5. Характеристика промывочной жидкости

Параметры промывочной жидкости должны обеспечивать успешную проводку скважины и качественное вскрытие продуктивных горизонтов с максимально возможным сохранением естественной проницаемости. Исходя из пластовых давлений продуктивных горизонтов, опыта проводки поисково-разведочных скважин на проектируемой площади, предусматриваются параметры бурового раствора, приведенные в таблице 5.5.1.

**Таблица 5.5.1. Параметры промывочной жидкости**

Интервалы, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование химреагентов
		плотность, г/см <sup>3</sup>	вязкость, сек	СНС мгс/см <sup>2</sup> через 1/10 мин	водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	РН	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-470	Полимерный	1,05-1,12	50-55	20/50	8-10	8-9	КС, КСl, Е-Т, Ez-MudDp, PacR/l, ВС, ВВ, DF, VX 84
470-2300	Полимер-калиевый	1,13-1,15	35-40	15/40	4-6	8-9	КС, КСl, Е-Т, Ez-MudDp, PacR/l, ВС, ВВ, DF, VX 84

Сокращенные слова реагентов: КС- каустическая сода; БК – бикарбонат; Е-Т – Enviro-Thin; ВС – Baracarb; ВВ – Barabrine; DF – Deofam; VX 84 – ViscoXc 84; КСl – хлорид калия.

### 5.6. Обоснование типовой конструкции скважины

Конструкция скважины должна обеспечить надежную проводку и качественное вскрытие продуктивных горизонтов и противовыбросовую безопасность, проведение комплекса геофизических исследований и отбор керна. Данные по типовой конструкции скважины приведены в таблице 5.6.1.



**Таблица 5.6.1. Конструкция скважины**

№ п/п	Наименование колонны в скв. глуб.	Диаметр колонн	Марка стали	Глубина спуска	Высота подъема цемента за колонной	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
1	Кондуктор	245	Д	470	Цементируется до устья	Для перекрытия неустойчивых палеогеновых отложений и верхнемеловых высокодебитных водоносных пластов. Установка ПВО.
2	Экспл. колонна	168	Н-80	2300	Цементируется до устья	С целью перекрытия продуктивных горизонтов и их разобщения друг от друга, испытания в колонне.

Примечание:\* Расчеты конструкции будут приведены в техническом проекте строительства скважин.

### **5.7. Оборудование устья скважины**

Для успешной проводки скважины и предотвращения открытого фонтанирования после спуска кондуктора 245 мм на устье скважины устанавливается превентор, опрессованный на избыточное давление согласно технического проекта на строительство скважин. Характеристика ПВО приведена в таблице 5.7.1

**Таблица 5.7.1. Оборудование устья скважины**

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Давление опрессовки устьевого оборудования, МПа	Количество превенторов шт.	Диаметр колонны на которую устанавливается превентор, мм
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1. ОП-2-350х35 спаренный плащечный превентор.	35	13,8	1	245
2. Chinese 2FZ 35-35 Chinese FH 35-35	35	31	1 1	245
3. ОКК2-35-168х245 ЗПК-150х35	35	31	1 1	168

## 5.8. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

### 5.8.1. Отбор шлама и керна в проектных скважинах

Геологические исследования в процессе бурения сводятся к отбору шлама и керна по нефтегазоперспективным горизонтам и отбору образцов на анализы параметров коллекторов, наблюдению за поглощениями промывочной жидкости и нефтегазопроявлениями, соблюдением параметров глинистого раствора.

Отбор шлама предусматривается в интервале 850-2300 м, через каждые 5 м проходки для уточнения литологии стратиграфического разреза.

Отбор керна предусматривается в проектируемых скважинах по отложениям верхней и средней юры. В процессе бурения интервалы отбора керна будут уточняться по результатам ГИС и признакам проявления углеводородов по газовому каротажу.

Общий объем отбора керна в проектируемой скважине – 100 м, что составляет 2,2 % от общей глубины скважин.

Отбор керна производится колонковыми снарядами типа “Недра” с бурильными головками 187.3/80. Вынос керна должен быть не менее 80%.

Отобранный керн детально и послойно изучают и описывают. Образцы керна отправляются на лабораторные анализы. В таблице 5.8.1.1. приведена информация об отборе керна по проектным скважинам на контрактной территории.

**Таблица 5.8.1.1. Интервалы отбора керна**

Интервал отбора керна, м	Проходка с керном, м	Возраст отложений	Категория пород по трудности отбора керна
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Скв. NBK-1 глубиной 2300м			
1150-1160	10	J <sub>3</sub> ak	II
1470-1480	10	J <sub>3</sub> km	III
1580-1590	10	J <sub>2</sub> kr	IV
1600-1610	10	J <sub>2</sub> kr	IV
2000-2010	10	J <sub>1-2</sub> ds	IV

### 5.8.2. Геофизические исследования

Для выявления и изучения в разрезе скважин нефтенасыщенных коллекторов и их параметров, уточнения интервалов отбора керна, опробования ИП, контроля технического состояния ствола скважин предусматривается комплекс геофизических исследований, приведенных в таблице 5.8.2.1.

**Таблица 5.8.2.1. Рекомендуемый комплекс ГИС**

№ п/п	Забой скважины	Виды исследований, их целевое назначение	Масштаб записи	Интервалы исследований	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1	2300	Стандартный каротаж: один зонд, КС, ПС, ГК, НК, АК кавернометрия, инклинометрия с точками записи через 25 м	1:500	0-470м 470-2300м	
2	2300	Полный комплекс ГИС	1:200	470-2300м	
3	2300	Газовый каротаж ВСП	1:200	470-2300м	

### **5.8.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов**

Опробование в процессе бурения пластоиспытателем на трубах производится для определения характера насыщения пластов, приблизительного дебита и пластового давления, предварительной оценки их продуктивности. Перед опробованием каждого объекта производится запись стандартного каротажа, в.т.ч. кавернометрии для определения коллекторских свойств пласта в стволе скважин и уточнения места установки пакера.

В скважинах в открытом стволе предусматривается испытание 3 - 5 объектов комплектом МИГ-146 в случае выявления в этих интервалах прямых и косвенных признаков нефтегазоносности по керну, газовому каротажу или ГИС.

В эксплуатационной колонне также планируется испытания 5-ти объектов в каждой скважине. Вскрытие продуктивных горизонтов предусматривается зарядами " 39 гр. DP St RDX 4505 PJ НМХ" с плотностью 13-17 отверстий на 1 п.м. с привязкой по ГК и ЛМ. Данные по испытанию скважин приводятся в таблице 5.8.3.1.

**Таблица 5.8.3.1. Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне**

№ п/п объекта	Интервалы объектов испытания (опробования), м	Геологический возраст	Ожидаемый вид флюида: нефть, газ, конденсат	Объект фонтанир., нефонтанир.	Способ вскрытия кол-во отверстий на 1 п.м.	Плотность промывоч. жидкости, г/см <sup>3</sup>	Метод вызова притока, кол-во режимов исслед.	Метод интенсификации притока	Интервал установки цементного моста, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Скв. NBK-1 глубиной 2300м</b>									
1	2000-2010	J <sub>1-2</sub> ds	нефть, +газ	фонтан.	" 39 гр.DP St RDX 4505 PJ HMX" 17 отв/1пм	1,12-1,15	Свабирование	МПД	1990-1950
2	1600-1610	J <sub>2</sub> kr	нефть, +газ	фонтан.	" 39 гр.DP St RDX 4505 PJ HMX" 17 отв/1пм	1,12-1,15	Свабирование	МПД	1590-1600
3	1580-1590	J <sub>2</sub> kr	нефть +газ	фонтанир	" 39 гр.DP St RDX 4505 PJ HMX" 17 отв/1пм	1,12-1,15	Свабирование	МПД	1570-1500
4	1470-1480	J <sub>3</sub> km	нефть +газ	фонтанир	" 39 гр.DP St RDX 4505 PJ HMX" 17 отв/1пм	1,12-1,15	Свабирование	МПД	1460-1400
5	1150-1160	J <sub>3</sub> ak	нефть,+газ	фонтан	" 39 гр.DP St RDX 4505 PJ HMX" 17 отв/1пм	1,12-1,15	Свабирование	МПД	1140-1100

Для каждого объекта при испытании предусматриваются следующие исследования:

- при фонтанирующем притоке очистку призабойной зоны пласта производить в течении 24-часов через штуцер диаметром 7 мм, при нефонтанирующем притоке проводят откачку из скважины методом свабирования до получения чистого пластового флюида.
- исследования на приток при фонтанирующих объектах производятся на 4-х режимах: три прямого и один обратного хода со снятием начальной и конечной КВД. При нефонтанирующих объектах трехкратное прослеживание уровня до перелива или выхода на статический уровень.
- производить замеры устьевых и забойных давлений, отбор глубинных и

поверхностных проб.

- изоляцию объектов производить установкой цементных мостов или взрыв-пакеров.

- изменение проектных параметров опробования и испытания возможно геологической службой по фактическим данным.

- каждый продуктивный объект будет испытываться в течение 90 суток, полученная нефть будет утилизироваться путем вывоза и реализации, а попутный газ сжигаться на факелах

#### 5.8.4 Лабораторные исследования

Виды и объемы лабораторных исследований образцов пород, нефти, газа и воды на одну скважину приведены в таблице 5.8.4.1.

**Таблица 5.8.4.1. Виды и объемы лабораторных исследований**

№ пп	Наименование исследования, анализа	Един. измер.	К-во образцов	Организация выполняющая исследования
1	2	3	4	5
1	Анализ физических свойств коллекторов	обр.	120	ТОО «Мунайназгео лсервис», АО «КазНИПИ нефтегаз»
2	Петрографическое описание в шлифах	-"-	12	
3	Анализ поверхностных проб нефти и газа	проба	12	
4	Анализ глубинных проб нефти	-"-	12	
5	Определение коэффициента вытеснения нефти водой	-"-	4	
6	Полный химический анализ пластовой воды с определением микрокомпонентов	-"-	4	

## 6. ПОПУТНЫЕ ПОИСКИ

Попутные поиски осуществляются путем проведения радиоактивного каротажа по всему стволу скважины в соответствии с требованиями по этому виду исследований. Если в интервале повышенной радиоактивности имеется керн, он прослушивается радиометром. При опробовании в скважинах водоносных горизонтов производится отбор проб для радиохимического анализа.

Сведения по виду и объему массовых поисков приведены в таблице 6.1.

**Таблица 6.1. Вид и объем попутных поисков**

№ пп	Виды работ	Един. изм.	Объем, на 1 скв.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
1	Гамма-каротаж	п.м	2300
2	Радиохимический анализ	проба	10
3	Контрольный гамма-каротаж	п.м	230

## 7. ОБРАБОТКА МАТЕРИАЛОВ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В процессе проведения геологоразведочных работ, предусмотренных настоящим «Проектом...» геологической службой ТОО «КазНедраПроект» должна систематизироваться информация о ежедневных полевых работах, о состоянии обработки полевых данных, об условиях проводки скважин, о проходке с отбором керна и линейном выносе его, о проведенных комплексах ГИС, отбор проб и испытание продуктивных пластов. Эти данные в дальнейшем будут отражены в квартальных и годовых отчетах.

При бурении скважин постоянно ведется геологическая документация от начала до завершения их строительства.

Документы, предшествующие бурению скважин:

акты о заложении скважины с выкопировкой из структурной карты, проектным геолого-геофизическим профилем, на которых обозначено местоположение скважин;

геолого-технический наряд;

акт о переносе проектной скважины в натуру.

На скважину заводится дело, включающее в себя:

журнал описания керна и шлама;

журнал регистрации образцов, отобранных на различные виды анализов с указанием организации исполнителя, времени отправления образцов, папка с результатами всех видов анализов керна, воды, нефти, газа;

геолого-технический журнал, отражающий условия проводки скважины, изменение режима бурения, параметров промывочной жидкости, интервалы поглощений, обвалов, нефтегазопроявления.

Перечень документов, составляющих дело скважины, должен включать все виды первичной документации, отражающий процесс бурения и опробования скважины.

После окончания буровых работ на площади проводится обобщение и анализ данных бурения и промысловой геофизики, а также проведенных лабораторных анализов керна и пластовых флюидов в условиях вскрытия с уточнением литолого-стратиграфической оценки вскрытой толщи и перспектив ее нефтегазоносности.

При подтверждении наличия залежей с прогнозируемыми промышленными запасами УВ, составляется оперативный подсчет запасов с дальнейшим вводом их в пробную эксплуатацию.

Если же месторождение оказалось с забалансовыми запасами, либо со сложными техническими проблемами, затрудняющими ввод его в эксплуатацию в данное время, то составляется отчет на объект, подлежащий длительной консервации по геолого-экономическим соображениям.

## 8. ТРЕБОВАНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПО УГЛЕВОДОРОДАМ.

Текущий раздел включен и составлен на основании требований Кодекса о недрах и недропользовании и Единых правил рационального и комплексного использования недр.

Работы по ликвидации 1 (одной) скважины с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операции, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводится 144 часа.

**Таблица 8.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации скважины Бектас Северный-1.**

№	Наименование работ и материалов	Ед. Изм.	Стоимость единицы,	Кол-во	Общая Сумма,
<b>Сервисные услуги</b>					
1	Мобилизация буровой установки	Опер.	1 900 000	1	1 900 000
2	Суточная ставка бригады КРС	Сутки	300 000	6	1 800 000
3	Демобилизация буровой установки	Опер.	1300 000	1	1300 000
Итого сервисные услуги					5 000 000
<b>Материалы</b>					
1	Цемент класса "G"	тн.	12 500	8	100 000
2	Ингибитор коррозии	Литр	100	6000	600 000
3	KCL	тн.	20 000	5	100 000
Итого материалы					800 000
1	Рекультивация территории		1 505 000	1	1 505 000
<b>Итого затраты на ликвидацию одной скважины</b>					<b>7 305 000</b>

Также в эту группу затрат входит – укладка на спецтехнику и вывоз подземного и наземного оборудования: НКТ, пакеров, НДГ, УЭЦН, срезанной Ф.А. Используются следующие виды транспортных средств спец. техники:

**Таблица 8.2. Используемые расходные материалы**

Материал	Количество, баллон
Кислород	50
Пропан	16



**Таблица 8.3. Вспомогательная техника**

Наименование техники	Кол-во
Цементировочный агрегат, ЦА-320	1
Цементосмесительная машина, СМН	1
Автокран	1
Автомашина “Камаз”	4
Автобус	1
Трактор	1

Сумма обеспечения ликвидации составляет 7 305 тыс. тенге на 1 скважину.

Согласно настоящему «Дополнению к Проекту...» предусматривается бурение 2-х разведочных скважин. Сумма обеспечения ликвидации 2-х скважин составляет 14 610 тыс. тенге.

## **9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ НЕДР, ПРИРОДЫ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

### **Охрана почв и водных объектов**

Ввиду незначительной мощности плодородного слоя (гумуса), верхний слой почвы не снимается и не складывается. Производится насыпь под буровое оборудование и обваловка площадки, так как площадка затапливается.

Для предотвращения загрязнения почв химреагентами, их транспортировка и хранение предусматривается в исправной металлической таре (бочках), в целях изоляции от соприкосновения с грунтом. Предусматривается настил и укрытие из полиэтиленовой пленки. Химические реагенты хранятся на буровой в специальном сарае для химреагентов. Приготовление и обработка бурового раствора производится в циркуляционной системе.

Циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе, т.е. из скважины по металлическим желобам через блок очистки в металлические емкости, из них насосами подается в скважину. Хранится буровой раствор в металлических ёмкостях.

Выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в контейнер и вывозится в специальный полигон. Буровой шлам в контейнерах отстаивается с разделением воды и твердой фракции. Отделенная жидкая фракция фильтруется и очищенная вода используется в производственных целях, твердая фаза нейтрализуется в процессе соледификации путем равномерного смешивания с вяжущим агентом (цемент, известь, гипс) и используется в строительстве.

Замазученный грунт вывозится по мере образования на участок компостирования в специализированную организацию для утилизации грунта, с помощью промывки и сжигания.

Для предотвращения загрязнения почвы сточными водами и случайно пролитым раствором, площадка под агрегатно-высечным и насосным блоками, блоком приготовления раствора бетонируется (толщина слоя 10 см), с устройством бетонированных желобов для стока жидких отходов в металлические емкости. Для значительного сокращения объема воды попадающей в сток и разливов бурового раствора производителю работ необходимо следить за герметичностью всех желобов, трубных соединений особенно в приустьевой части.

Нефть, накапливаемая в процессе испытания (освоения) скважины будет утилизироваться.

Объемы и виды работ, материально технические средства по очистке и повторному использованию шлама, сточных вод будут приведены в техническом проекте на строительство скважин.

### **Охрана атмосферного воздуха.**

Химреагенты, применяемые для обработки бурового и тампонажного растворов, сточные воды, исходя из опыта бурения, вредного влияния на атмосферу не оказывают.

Предотвращение выбросов нефти и газа при вскрытии продуктивных горизонтов при бурении скважины производится созданием противодействия столба бурового раствора в скважине превышающем пластовое давление. Кроме того, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием, которое перекрывает устье скважины в случае понижения противодействия на пласт по каким либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу.

В соответствии с требованиями к разведке залежей нефти и газа и их подготовки к промышленной разработке поисково-разведочные скважины испытываются на получение притока нефти и газа с фонтанным притоком на поверхности. Газ полученный при испытании сжигается на линии факела согласно разрешения уполномоченного государственного органа.

#### **Работы по контролю за состоянием окружающей природной среды.**

В процессе строительства скважины предусматривается производить отбор проб почвы, воздуха, сточных вод, их анализ на содержание вредных веществ в них. Не реже одного раза в месяц и в процессе освоения не реже двух раз на один режим освоения производят замеры загрязнения воздуха.

Объем и виды работ, материально-технические средства (приборы) будут приведены в техническом проекте строительства скважин.

По окончанию бурения и опробования скважины либо ликвидируется (в случае отсутствия промышленных притоков нефти и газа), либо перейдет в разряд эксплуатационного.

При ликвидации скважины нефтегазовые и водоносные горизонты изолируются цементными мостами, устье скважины оборудуется согласно типовому положению, отвечающему требованиям охраны недр, согласованному соответствующими контролирующими органами Республики Казахстан.

#### **Радиационная безопасность.**

Проектом не ожидается вскрытие и разбуривание радиоактивных пород, шлам которых выносится из скважины буровым раствором, вызвал бы радиоактивное загрязнение окружающей среды.

Не ожидается также вскрытие пластов с пластовым флюидом (нефть, конденсат, вода, газ) содержащим радиоактивные вещества, поступление которых из скважины в процессе строительства её вызвало бы загрязнение окружающей среды.

Однако, поскольку все природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов, их накопление в нефти и газе, газовом

конденсате, пластовых водах и их коллекторах являются естественным геохимическим процессом. В этой связи нефть, газоконденсат, пластовые воды газонефтяных горизонтов необходимо рассматривать с позиции радиоактивной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

В случае (по данным РК) вскрытия и разбуривания горных пород или пластов с пластовым флюидом с повышенной радиоактивностью, предусматривается произвести отбор шлама или керна горных пород из интервала с повышенной радиоактивностью, бурового раствора на выходе из скважины пластового флюида для анализа на содержание радионуклидов в них. В случае поступления из скважины, по результатам анализа бурового раствора, шлама, пластового флюида с удельной радиоактивностью (по нормам радиоактивной безопасности НРБ-96) свыше:

- для шлама (твердые частицы выбуренной породы) (НРБ-96, СПОРО-97 п.1,6)
  - 2х 10<sup>-6</sup> Ки/кг бета- активных веществ
  - 1х 10<sup>-7</sup> г/экв. радия/кг для гамма-активных веществ
  - 2х 10<sup>-7</sup> Ки/кг для альфа-активных веществ
- для бурового раствора, нефти, конденсата (жидкие вещества)
  - 1х 10<sup>-5</sup> Ки/л (НРБ-96, СПОРО-97 п.1,5)
- для газа ( по гелию- 135) 7х 10<sup>-1</sup> Ки/л (НРБ-96) предусматривается дальнейшие работы по строительству скважины производить с соблюдением «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-96) «Санитарных правил обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-97)» и «Инструкции радиоактивной безопасности», разработанной заказчиком и согласованной с обл. СЭС с учетом спецификации работ по строительству скважин, конкретных условий производства работ;
- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитные и наблюдательные зоны, размеры которых устанавливаются по согласованию с СЭС в зависимости степени радиоактивности от поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения радиоактивных выбросов в атмосферу;
- при наличии пунктов захоронения радиоактивных отходов (ПЗРО) собирать шлам и жидкие отходы в спецконтейнеры и обозначить знаками радиационной опасности;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производятся специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- ежемесячно, силами дозиметрической партии производить замеры радиоактивной загрязненности бурового раствора, шлама, пластового флюида, бурильных, насосно-компрессорных труб, бурового

оборудования, водовода, воздуха рабочей зоны и выдавать конкретные санитарно-гигиенические рекомендации по снижению доз облучения, получаемых членами буровой бригады;

- установить предельную дозу облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не работающих с источниками ионизированного излучения, но которые по размещению их рабочих мест могут подвергаться воздействию радиоактивных веществ (НРБ-99 т.3.1.);  $50\text{м}^3$  ( $1\text{м}^3 \text{в} = 0,1\text{бэр}$ ) за календарный год;
- установить предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения –  $20\text{ м}^3$  в год (НРБ-99 п 3.1.6);
- установить допустимый уровень загрязнения поверхности:
 

кожный покров	-	2	альфа част/см <sup>2</sup> мин.;	200	бета част/см <sup>2</sup> · мин.	(НРБ- 99	
						т.8.9);	
спецодежда	-	5	"-"	"-"	2000	"-"	
оборудование	-	5	"-"	"-"	2000	"-"	
- перед сдачей вахты, спецодежда должна быть проверена на степень загрязненности, один раз в неделю должна стираться со сбором грязной воды, разбавленной в 10 раз. Спецодежда загрязненная сверх нормы подлежит уничтожению;
- после сдачи вахты все члены буровой бригады должны принять душ;
- работу с пылевидными материалами в пределах буровой площадки производить в респираторах или применяя другие средства индивидуальной защиты;
- буровой инструмент, трубы, отдельные агрегаты бурового оборудования, загрязненные сверх допустимой нормы подвергаются дезактивации раствором состава едкий натр -10 г, Трилон - Б- 10 г, вода 1 литр или другими щелочными растворами со сбросом продуктов дезактивации в шламовый амбар с разбавлением в 10 раз. Если после дезактивации загрязненность осталась сверх нормы, буровой инструмент, трубы, агрегаты бурильные оборудования подлежат замене и отправке на полигон захоронения.

Вышеуказанные мероприятия предусмотрены на случай вскрытия радиоактивных пород и пластов с радиоактивным флюидом.

Независимо от уровня радиоактивности вскрываемых пород и пластов, в целях профилактики, при демонтаже оборудования перед транспортировкой со скважины на скважину, производить дозиметрию бурового оборудования:

- вышко-лебедочного блока;
- насосного блока;
- циркуляционной системы;
- противовыбросового оборудования;
- приемных мостков.

### **Техническая и биологическая рекультивация.**

По окончании строительства скважины производится техническая рекультивация отведенных земель, т.е. очистка территории от остатков материалов, загрязненного грунта и планировка площадки.

Биологическая рекультивация производится по окончании разработки месторождения.

## **10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.**

Усредненная продолжительность строительства скважины глубиной 2300м, исходя из опыта бурения аналогичных скважин в Южно-Торгайском прогибе, составляет 120 суток. При этом на каждые 500м глубины затраты времени увеличиваются от 18 до 27%, в среднем на 22,5%. Точный расчет продолжительности строительства скважин приводится в технической части проекта.

## 11. ПРЕДПОЛАГАЕМАЯ СТОИМОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

Общие финансовые обязательства компании ТОО «КазНедраПроект» составляют 285 700 000 тенге.

На данные инвестиции планируются работы по проектированию, бурению, опробованию и испытанию разведочных скважин.

В таблице 11.1 приведены ожидаемые затраты на разведочные работы на 2022-2024 года.

**Таблица 11.1. Ожидаемые затраты на период разведки**

Год	Наименование планируемых работ	Объем работ	Стоимость работ, млн. тг., без НДС
1 год (2022г)	Продолжение переинтерпретации сейсмических материалов	отчет	15
2 год (2023г)	Бурение 1-ой разведочной независимой скважины со вскрытием проектного горизонта		190
	Опробование	отчет	20
3 год (2024г)	Бурение 2-ой разведочной зависимой скважины со вскрытием проектного горизонта		190
	Оперативный подсчет запасов нефти и газа	отчет	10
	Составление проекта пробной эксплуатации и ОВОС	отчет	6
	Пробная эксплуатация	отчет	30
<b>ВСЕГО за 6 лет, в млн. тенге</b>			<b>461</b>

**ВСЕГО:** 461 000 000 (четыреста шестьдесят один миллион) тенге без НДС



## 12. ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ

### 12.1. Оценка ожидаемых ресурсов нефти, конденсата и газа

В результате выполнения намеченных работ будет произведено уточнение контуров нефтеносности перспективных горизонтов, установление подсчетных параметров для оперативного подсчета запасов нефти и газа по залежам участка Бектас Северный.

При подсчете прогнозных ресурсов нефти подсчетные параметры приняты по аналогии с подсчетными параметрами близлежащих месторождений: Коныс - верхняя юра, Северный Нуралы - карагансайская и дощанская свиты средней и ниже-средней юры.

Подсчет прогнозных ресурсов нефти по категории  $C_3$  производился объемным методом по формуле:

$$Q_n = F \cdot h \cdot m \cdot \eta \cdot \rho \cdot \theta,$$

где  $Q_n$  - ресурсы нефти, т;

$F$  – площадь нефтеносности, тыс. кв.м;

$h$  – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м;

$m$  – коэффициент открытой пористости пород;

$\eta$  – коэффициент нефтенасыщенности;

$\rho$  – плотность нефти на поверхности, г/см<sup>3</sup>;

$\theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти.

Оценка ожидаемых прогнозных ресурсов нефти и растворенного газа приведены в таблице 12.1.1.

Таблица 12.1.1. Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа

Горизонт	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м <sup>3</sup>	Коэффициенты, доли единицы			Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Балансовые ресурсы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, доли единицы	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс. т	Газосодержание пластовой нефти, м <sup>3</sup> /т	Ресурсы газа, растворенного в нефти, *) тыс. м <sup>3</sup>	
					открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный						Балансовые	Извлекаемые
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
J <sub>3</sub> km	C <sub>3</sub>	1104	3,5	3564	0,182	0,620	0,800	0,829	267	0,300	80,1	87,1	23256	6 977
J <sub>2</sub> kr	C <sub>3</sub>	1134	3,2	3629	0,172	0,607	0,644	0,801	195	0,300	58,5	152,5	29738	8 921
J <sub>1-2</sub> ds	C <sub>3</sub>	1785	18,5	33023	0,172	0,705	0,644	0,801	2066	0,300	619,8	152,5	315065	94 520
<b>Всего</b>									<b>2528</b>		<b>758,4</b>		<b>368059</b>	<b>110 418</b>

## ***12.2 Оценка сопутствующих компонентов на проектируемых площадях***

Обнаружение сопутствующих в нефти и газе компонентов промышленного значения на площади проведения разведочных работ не ожидается

### 13. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОИСКОВЫХ РАБОТ

Предполагаемая геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели поисковых работ на участке Бектас Северный приводится в таблице 13.1.

**Таблица 13.1. Геолого-экономическая эффективность**

№ № п/п	Показатели	Единица измерения	Объем
1	2	3	4
1	Количество проектных поисковых скважин	шт.	2
2	Проектная глубина, горизонт	м	2300, J <sub>1-2ds</sub>
3	Суммарный метраж	м	4600
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст-мес	910
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс. тенге	190 000
6	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тыс. тенге	171
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на площади	тыс. тенге.	285 700
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	6
9	Ожидаемый прирост запасов нефти, газа, конденсата	тыс.т/ тыс. м <sup>3</sup>	2528 368059
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	т/м, тыс.м <sup>3</sup> /м	903 131,45
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	т/скв., тыс.м <sup>3</sup> /скв.	2528 368059
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти	Тенге /т	113

## 14. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящим «Дополнением к проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019 г.», предусматривается бурение 2-х поисковых скважин (одной независимой и одной зависимой).

Задачей данных скважин является выявление и подтверждение перспективных ловушек в отложениях средней и верхней юры, а также:

- изучение литолого-фациальных, структурных особенностей резервуаров;

- изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов;

- уточнение и обоснование положения ГНК и ВНК газонефтяных залежей;

- изучение свойств пластовых флюидов;

В проектных скважинах предусматривается комплекс ГИС по всему стволу скважин, опробование вскрытых продуктивных горизонтов в процессе бурения и эксплуатационной колонне. Для обоснования подсчетных параметров планируется проведение анализов керна, глубинных и поверхностных проб нефти, газа и пластовой воды.

На основании полученных данных будет проведен оперативный подсчет запасов УВС.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МАТЕРИАЛОВ**

1.	Геолого-геофизические материалы ТОО СП «Куатамлонмунай»
2.	Приказ Министра энергетики РК № 329 от 20.08.2018 г. « Методические рекомендации по составлению проектов...»
3.	Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г.
4.	Контракт №4711-УВС от 18 апреля 2019 года на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Бектас Северный в пределах блока ХХХ-38-В (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан.
5.	ТОО СП «КуатАмлонмунай». «Отчет по возврату территории Лицензия серии МГ № 71(нефть) от 31.03.1995г. и Лицензия серии МГ № 72(нефть) от 31.03.1995г.» г. Кызылорда, 2008 г.
6.	Геологический отвод участка Бектас Северный от 2019г.

## ТЕКСТОВЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Копия лицензии на право проектирования горных работ.....	73
Приложение 2 Протокол заседания научно-технического совета компании исполнителя.....	76
Приложение 3 Протокол совместного заседания научно-технического совета заказчика и исполнителя .....	78
Приложение 4 Заключение государственной экологической экспертизы.....	...

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1. Географо-экономические условия .....	15
Таблица 3.1.1. Геолого-геофизическая изученность площади .....	21
Таблица 4.3.1. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях.....	36
Таблица 4.3.2. Результаты анализов глубинных проб нефти .....	38
Таблица 5.4.1. Геологические условия проводки скважин.....	46
Таблица 5.5.1. Параметры промывочной жидкости.....	48
Таблица 5.6.1. Конструкция скважины .....	49
Таблица 5.7.1. Оборудование устья скважины.....	49
Таблица 5.8.1.1. Интервалы отбора керна .....	50
Таблица 5.8.2.1. Рекомендуемый комплекс ГИС .....	51
Таблица 5.8.3.1. Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне.....	52
Таблица 5.8.4.1. Виды и объемы лабораторных исследований .....	53
Таблица 6.1. Вид и объем попутных поисков.....	54
Таблица 8.1. Усредненные объемы материально-технических затрат на работы по ликвидации скважины Бектас Северный-1.....	56
Таблица 8.2. Используемые расходные материалы .....	56
Таблица 8.3. Вспомогательная техника .....	57
Таблица 11.1. Ожидаемые затраты на период разведки .....	64
Таблица 12.1.1. Оценка ожидаемых ресурсов нефти и растворенного газа .....	66
Таблица 13.1. Геолого-экономическая эффективность.....	68

### СПИСОК РИСУНКОВ

Рис.1.1. Картограмма расположения участка недр Бектас Северный .....	13
Рис. 1.2. Координаты угловых точек участка недр Бектас Северный .....	14
Рис. 2.1. Обзорная карта .....	17
Рис. 5.3.1. Структурная карта по кровле J <sub>3ak</sub> .....	43
Рис. 5.3.2. Структурная карта по кровле J <sub>3km</sub> .....	44

### СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Название приложений	№ прило- жения	Кол- во лист ов	Масштаб	Степень секрет- ности
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1.	Средне-нормальный разрез	1	1	1:2 000	н/с
2.	Тектоническая схема Южно-Торгайского бассейна	2	1	1:500 000	н/с
3.	Структурная карта по кровле гор. М-II	3	1	1:25 000	н/с
4.	Структурная карта по кровле J <sub>3km</sub>	4	1	1:25 000	н/с
5.	Структурная карта по кровле J <sub>2kr</sub>	5	1	1:25 000	н/с
6.	Структурная карта по кровле J <sub>1-2ds</sub>	6	1	1:25 000	н/с
7.	Геологический разрез по линии I-I	7	1	гор.1:10 000 верт. 1: 2000	н/с
8.	ГТН на глубину 2300 м	8	1	1:5 000	н/с
9.	Схема сейсмической изученности	9	1	1:25 000	н/с

***Всего графических приложений – 9***

***Всего листов - 9***



20010247



## ЛИЦЕНЗИЯ

16.07.2020 года

20010247

**Выдана**

**Товарищество с ограниченной ответственностью "Мунайгазгеолсервис"**

050000, Республика Казахстан, г. Алматы, улица Гоголя, дом № 86, офис 708  
БИН: 960140001703

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие**

**Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводороды), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере углеводородов**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание**

**Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

**Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель (уполномоченное лицо)**

**Алмауытов Сабит Базарбаевич**

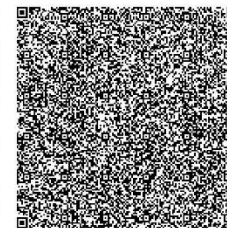
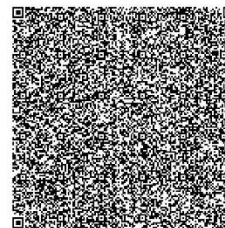
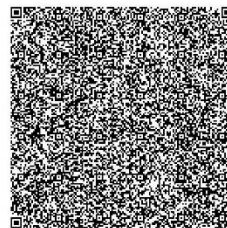
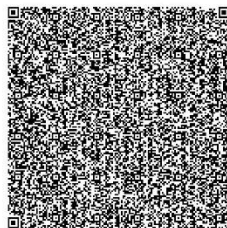
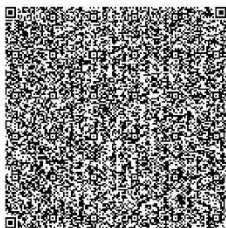
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи** 22.07.2009

**Срок действия лицензии**

**Место выдачи**

г. Нур-Султан



20010247

123



## ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 20010247

Дата выдачи лицензии 16.07.2020 год

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление проектных документов для месторождений углеводородов
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородов
- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородов
- Ведение технологических работ (геофизические работы) на месторождениях углеводородов
- Испытание скважин на месторождениях углеводородов
- Освоение, опробование скважин на месторождениях углеводородов

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиат** **Товарищество с ограниченной ответственностью "Мунайгазгеолсервис"**

050000, Республика Казахстан, г. Алматы, улица Гоголя, дом № 86, офис 708, БИН: 960140001703

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**Производственная база** **г. Шымкент, мкр-н Турлан, ул. Шмидта, 1 В.**

(местонахождение)

**Особые условия действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиар** **Министерство энергетики Республики Казахстан**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

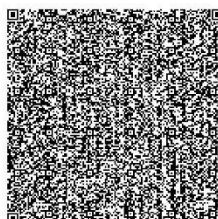
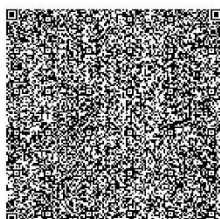
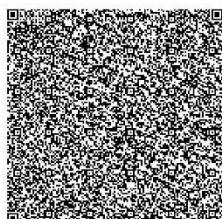
**Руководитель (уполномоченное лицо)** **Алмауытов Сабит Базарбаевич**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Номер приложения** 001

**Срок действия**

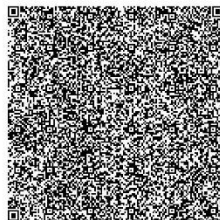
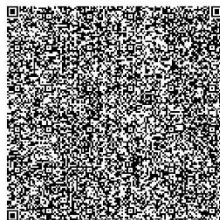
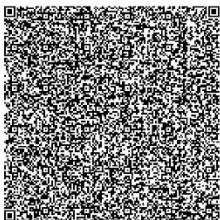
**Дата выдачи** 16.07.2020



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасылғыштағы құжатпен мыңғы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

**приложения**  
**Место выдачи**

г.Нур-Султан



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен маңызы бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

**ПРОТОКОЛ**  
**технического совещания ТОО «Мунайгазгеолсервис»**

г. Алматы

05.09.2022 г

Присутствовали:

Бигараев А.Б. – генеральный директор;

Грибков В.А. - главный геолог;

Мартынов В.В. – ведущий геолог;

Уразбаева А.А. – геолог;

**ПОВЕСТКА СОВЕЩАНИЯ:**

Рассмотрение «Дополнения к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019 г.».

С кратким изложением выступил г. Мартынов В.В. Он отметил, что вышеназванный проектный документ составлен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов» и согласно договору между ТОО «КазНедраПроект» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» и геологического задания, подписанного директором ТОО «КазНедраПроект» Кусаевым А.

Целевым назначением проектируемых работ является проведение поисковых работ на юрские отложения (верхняя, средняя), получение геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа, уточнение данных сейсморазведки по результатам бурения. Предусматривается бурение одной независимой разведочной скважины глубиной 2300м и одной зависимой разведочной скважины глубиной 2300м.

Геологические задачи, последовательность и основные методы их решения:

- завершение переинтерпретации ранее проведенных сейсмических работ 3Д в объеме порядка 40 кв.км и сейсмических профилей 2Д протяженностью 200 п.км;

- бурение одной независимой и одной зависимой скважины глубиной 2300 метров, с целью поисков залежей углеводородов и оценки перспектив ниже-верхнеюрских отложений.

- отбор керновых материалов по продуктивным горизонтам отложений юры на основании результатов ГТИ, выполнение полного комплекса ГИС;

- при выявлении продуктивных объектов изучение эффективных толщин, открытой и эффективной пористости, проницаемости,

нефтегазонасыщенности, на основе изучения кернового материала и материалов ГИС;

-изучение продуктивности перспективных нефтегазоносных горизонтов;

-при обнаружении залежей нефти и газа изучение свойств пластовых флюидов по данным опробования и анализа поверхностных и глубинных проб;

-получение геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа по юрским отложениям.

Основными задачами разведочных работ являются: уточнение распространения нефтегазоносных коллекторов, разведка залежей нефти и газа на основе бурения скважин, геолого-геофизических исследований и опробования скважин, уточнение геологического строения и структурных планов по опорным сейсмическим горизонтам; определение распространения продуктивных горизонтов (коллекторов), положения ВНК; определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов; получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологических моделей и подсчета запасов.

В проектных скважинах предусматривается комплекс ГИС по всему стволу скважин, опробование вскрытых продуктивных горизонтов в процессе бурения и эксплуатационной колонне. Для обоснования подсчетных параметров планируется проведение анализов керна, глубинных и поверхностных проб нефти, газа и пластовой воды.

Заслушав и обсудив выступление Мартынова В.В. и ознакомившись с представленным проектом, совещание решило:

1. Разработанное «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019 г.», **принять.**
2. Данный проектный документ направить на рассмотрение и согласование недропользователю ТОО «КазНедраПроект».

Председатель ТС

Бигараев А.Б.

Секретарь

Мартынов В.В.



**ПРОТОКОЛ**  
**Совместного технического совещания ТОО «КазНедраПроект» и ТОО**  
**«Мунайгазгеолсервис»**

г. Алматы

12.09.2022 г

Присутствовали:

От ТОО «КазНедраПроект»:

Кусаев А.У. – директор;

Кенжешев Е.Е - специалист.

От ТОО «Мунайгазгеолсервис»:

Бигараев А.Б. – генеральный директор;

Грибков В.А. - главный геолог;

Мартынов В.В. – ведущий геолог;

Уразбаева А.А. – геолог;

**ПОВЕСТКА СОВЕЩАНИЯ:**

Рассмотрение «Дополнения к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019 г.».

С кратким изложением выступил г. Мартынов В.В. Он отметил, что вышеназванный проектный документ составлен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению проектов разведочных работ углеводородов» и согласно договору между ТОО «КазНедраПроект» и ТОО «Мунайгазгеолсервис» и геологического задания, подписанного директором ТОО «КазНедраПроект» Кусаевым А.

Целевым назначением проектируемых работ является проведение поисковых работ на юрские отложения (верхняя, средняя), получение геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа, уточнение данных сейсморазведки по результатам бурения. Предусматривается бурение одной независимой разведочной скважины глубиной 2300м и одной зависимой разведочной скважины глубиной 2300м.

Геологические задачи, последовательность и основные методы их решения:

- завершение переинтерпретации ранее проведенных сейсмических работ 3Д в объеме порядка 40 кв.км и сейсмических профилей 2Д протяженностью 200 п.км;

- бурение одной независимой и одной зависимой скважины глубиной 2300 метров, с целью поисков залежей углеводородов и оценки перспектив ниже-верхнеюрских отложений.

-отбор керновых материалов по продуктивным горизонтам отложений юры на основании результатов ГТИ, выполнение полного комплекса ГИС;

-при выявлении продуктивных объектов изучение эффективных толщин, открытой и эффективной пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, на основе изучения кернового материала и материалов ГИС;

-изучение продуктивности перспективных нефтегазоносных горизонтов;

-при обнаружении залежей нефти и газа изучение свойств пластовых флюидов по данным опробования и анализа поверхностных и глубинных проб;

-получение геолого-геофизических данных для оперативного подсчета запасов нефти и газа по юрским отложениям.

Основными задачами разведочных работ являются: уточнение распространения нефтегазоносных коллекторов, разведка залежей нефти и газа на основе бурения скважин, геолого-геофизических исследований и опробования скважин, уточнение геологического строения и структурных планов по опорным сейсмическим горизонтам; определение распространения продуктивных горизонтов (коллекторов), положения ВНК; определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов; получение достоверных геолого-промысловых данных для построения геологических моделей и подсчета запасов.

В проектных скважинах предусматривается комплекс ГИС по всему стволу скважин, опробование вскрытых продуктивных горизонтов в процессе бурения и эксплуатационной колонне. Для обоснования подсчетных параметров планируется проведение анализов керна, глубинных и поверхностных проб нефти, газа и пластовой воды.

Заслушав и обсудив выступление Мартынова В.В. и ознакомившись с представленным проектным документом, совещание решило:

1. Разработанное «Дополнение к Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Бектас Северный согласно контракта №4711 УВС от 18.04.2019 г.», **одобрить.**
2. Данный проектный документ направить на рассмотрение и согласование в контролирующие органы, в том числе Центральную комиссию по разведке и разработке полезных ископаемых Министерства энергетики РК.

Председатель ТС

Секретарь



Кусаев А.У.

Кенжешев Е.Е.