

ВВЕДЕНИЕ

Перспективный участок Жанатан располагается в пределах восточного борта Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. Площадь участка, согласно выданному геологическому отводу составляет 391,41 кв.км (Контракт №4940-УВС от 28.06.2021 г., заключенным между Министерством энергетики РК и ТОО «Petrocraft»). Согласно Контракту выдано разрешение на период разведки сроком на 6 лет до 28.06.2027г.

Месторождение Жанатан находится в Актюбинской области Республики Казахстан, в 40км к юго-юго-западу от месторождения Жанажол, в пределах номенклатурных листов М-40-XXXV, М-40-XXXVI; L-40-III, L-40-IV (рис. 1.1, 1.2). Площадь геологического отвода – 391,41км². Глубина-до кровли кристаллического фундамента.

В период с 07.12.2004 года по 07.12.2012 года ТОО «Фирма Ада Ойл» проводило разведку углеводородного сырья на территории участка Жанатан.

В 2006-2007 гг. по заказу ТОО «Фирма Ада Oil» компанией «Азимут Энерджи Сервисез» выполнены сейсморазведочные работы по методике МОГТ 2D общим объемом 1492,32 погонных километра с использованием взрывных (416,1 погонных километра) и вибрационных (1076,22 погонных километра) источников возбуждения.

По результатам выполненных работ, с использованием ранее полученных сейсмических материалов и данных глубокого бурения было изучено геологическое строение изучаемой зоны по мезозойским, верхнепермским, кунгурским и докунгурским отложениям, уточнено строение подсолевых структур Коктобе (Южная, Центральная, Северная), Терешковская, Коздысай и др. Построены структурные карты по кровле соли –VI ОГ и по отражающим горизонтам P_1 , P_2^1 , P_2 , P_3 , а также структурные карты по надсолевым отложениям – S_{1-4} , D, D1, D1', V, III (Тропп Е.Б., Ахметжанов А.Ж., Узенбаева Р.Х. и др. Составлен отчет о результатах работ по проведению разведки углеводородного сырья в пределах блоков XXII-21 (частично), 22(частично), XXIII-20 (частично), 21 (частично) в Актюбинской области РК за 2005-2007 годы в 2 книгах.

По площади Жанатан была выполнена полная временная переобработка сейсмических данных 3Д в объеме 198,00 кв.км. Полевые работы были выполнены в 1991-1992 гг.

В 2006 г. компанией ТОО «Геоплазма» был составлен «Проект доразведки месторождения нефти и газа Жанатан» (Протокол №114/2006 НТС ТУ «Запказнедра» от 22.06.06 г.), согласно которому в 2007 году, с целью выяснения перспектив нефтегазоносности отложений нижнего и среднего карбона пробурена разведочная скважина ZNT-1, глубиной 4202м. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без проведения испытания в виду отсутствия в разрезе нефтенасыщенных коллекторов.

На Жанатанской площади в период с 1983 по 1996 г. пробурено 10 глубоких скважин (Жанатан №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 41, 43, 46). Подсолевые отложения вскрыты на глубинах 3300-5260 м. Они слагаются 200-300 метровой толщей терригенных пород нижнепермского возраста. Карбонатная

часть разреза представлена 200-800 метровой толщей известняков, ниже которой разрез представлен терригенными породами нижнего карбона.

В 2007 году ТОО «Фирма Ада Ойл» провела переинтерпретацию промыслово-геофизических данных по ранее пробуренным на участке Жанатан и ликвидированным скважинам Г-5, Г-7 и Г-41.

В период 07.12.2004 года по 07.12.2012 года проведено восстановление раннее ликвидированных скважин №№ 7, 5, 41. В скважинах №№ 5 и 7 испытаны продуктивные интервалы в отложениях нижнего визе (скважина №7) и в карбонатных отложениях КТ-II (скважина №5). Получены притоки нефти дебитом соответственно 7 и 11 куб. м/сут.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Petrocraft», который приступил к работам согласно Контракта №4940-УВС от 28 июня 2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 28 июня 2027 года.

Настоящим проектом запланировано проведение 2Д сейсморазведки в объеме 300 пог.км для уточнения геологического строения и выявления новых объектов для разведочного бурения и бурение 3-х скважин с проектной глубиной 4500м.

Исходящий номер: 26-04-26/ЗТ-Ж-53 от 13.05.2021

Приложение № 2
к Контракту на
разведку и добычу углеводородов

Приложение № _____
к Контракту № от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от _____, Рег. № _____ -УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Petrocraft» для осуществления операций по недропользованию на участке **Жанатан** на основании Протокола № 203090 от 23 апреля 2021 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Геологический отвод расположен в Актюбинская области.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 22.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	57	12	00	48	09	00
2	57	13	00	48	09	00
3	57	13	00	48	06	00
4	57	12	00	48	06	00
5	57	12	00	48	04	00
6	57	11	00	48	04	00
7	57	11	00	48	01	00
8	57	10	00	48	01	00
9	57	10	00	47	59	00
10	57	09	00	47	59	00
11	57	09	00	47	57	00
12	57	04	00	47	57	00
13	57	04	00	47	58	00

Подпись файла верна. Документ подписан(а) ТНАЛИЕВ МИРБОЛАТ МАКСУТОВИЧ

Исходящий номер: 26-04-26/ЗТ-Ж-53 от 13.05.2021

14	56	55	00	47	58	00
15	56	55	00	48	05	00
16	56	58	00	48	05	00
17	56	58	00	48	08	00
18	56	59	00	48	08	00
19	56	59	00	48	10	00
20	57	07	00	48	10	00
21	57	07	00	48	07	00
22	57	12	00	48	07	00

Площадь геологического отвода – 391,41 (триста девяносто один целых сорок один сотых) кв. км.

Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Заместитель председателя

М. Тналиев

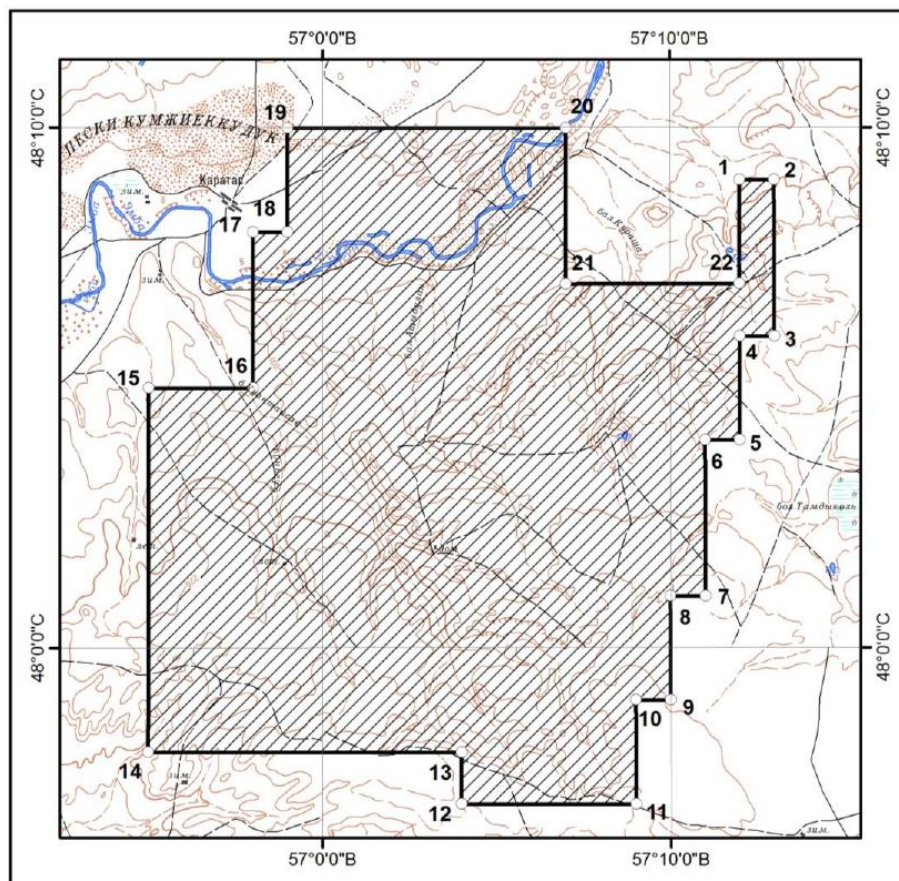
**г. Нур-Султан,
май, 2021 г.**

Подпись файла верна. Документ подписан(а) ТНАЛИЕВ МИРБОЛАТ МАКСУТОВИЧ

Рисунок - 1.1. Геологический отвод

Картограмма расположения участка недр Жанатан

Масштаб 1: 200 000



Условные обозначение

-  контур участка недр Жанатан
-  грунтовые проселочные дороги
-  полевые дороги
-  реки (постоянные)
-  населенные пункты
-  горизонтали основные
-  пески
-  болото

г. Нур-Султан
май, 2021 г.

Рисунок - 1.2. Картограмма

Приложение 1
к Договору №Р-01/2022
от 03.02.2022г.



Утверждено:
Генеральный директор
ТОО «Petrocraft»
Кунисов И.А..
2022 г.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан»

1. Целевое назначение работ: предоставление услуг по подготовке проектной документации разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан:

- Проект разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан;
- Проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) при реализации Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан».

2. Основание на проведение работ:

- Контракт №4940-УВС-МЭ от 28.06.2021 г. на проведение разведки и добычи углеводородов на участке Жанатан, расположенном на территории Актюбинской области Республики Казахстан.
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК;
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239.
- Правила проведения государственной экологической экспертизы, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 16 февраля 2015 года № 100.

3. Краткая характеристика площади и проведенных работ:

Контрактный участок Жанатан располагается в пределах восточного борта Прикаспийского нефтегазоносного бассейна. Площадь участка, согласно выданному геологическому отводу составляет 391,41 кв.км (Контракт №4940-УВС от 28.06.2021 г., заключенным между Министерством энергетики РК и ТОО «Petrocraft»). Согласно Контракту выдано разрешение на период разведки сроком на 6 лет до 28.06.2027г.

Месторождение Жанатан находится в Актюбинской области Республики Казахстан, в 40км к юго-юго-западу от месторождения Жанажол, в пределах номенклатурных листов М-40-XXXV, М-40-XXXVI; L-40-III, L-40-IV (рис. 1.1, 1.2). Площадь геологического отвода – 391,41км². Глубина- до кровли кристаллического фундамента.

В период с 07.12.2004 года по 07.12.2012 года ТОО «Фирма Ада Ойл» проводило разведку углеводородного сырья на территории участка Жанатан.

В 2006-2007 гг. по заказу ТОО «Фирма Ада Oil» компанией «Азимут Энерджи Сервисез» выполнены сейсморазведочные работы по методике МОГТ 2D общим объемом 1492,32 погонных километра с использованием взрывных (416,1 погонных километра) и вибрационных (1076,22 погонных километра) источников возбуждения.

По результатам выполненных работ, с использованием ранее полученных сейсмических материалов и данных глубокого бурения было изучено геологическое строение изучаемой зоны по мезозойским, верхнепермским, кунгурским и докунгурским отложениям, уточнено строение подсолевых структур Коктобе (Южная, Центральная, Северная), Терешковская, Коздысай и др. Построены структурные карты по кровле соли – VI ОГ и по отражающим горизонтам Π , Π_2^1 , Π_2 , Π_3 , а также структурные карты по надсолевым отложениям – S_{1-4} , D, D1, D1', V, III (Тропп Е.Б., Ахметжанов А.Ж., Узенбаева Р.Х. и др. Составлен отчет о результатах работ по проведению разведки углеводородного сырья в пределах блоков XXII-21 (частично), 22(частично), XXIII-20 (частично), 21 (частично) в Актюбинской области РК за 2005-2007 годы в 2 книгах.

По площади Жанатан была выполнена полная временная переобработка сейсмических данных 3Д в объеме 198,00 кв.км. Полевые работы были выполнены в 1991-1992 гг.

В 2006 г. компанией ТОО «Геоплазма» был составлен «Проект доразведки месторождения нефти и газа Жанатан» (Протокол №114/2006 НТС ТУ «Запказнедра» от 22.06.06 г.), согласно которому в 2007 году, с целью выяснения перспектив нефтегазоносности отложений нижнего и среднего карбона пробурена разведочная скважина ZNT-1, глубиной 4202м. Скважина ликвидирована по геологическим причинам без проведения испытания в виду отсутствия в разрезе нефтенасыщенных коллекторов.

На Жанатанской площади в период с 1983 по 1996 г. пробурено 10 глубоких скважин (Жанатан №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 41, 43, 46). Подсолевые отложения вскрыты на глубинах 3300-5260 м. Они состоят из 200-300 метровой толщей терригенных пород нижнепермского возраста. Карбонатная часть разреза представлена 200-800 метровой толщей известняков, ниже которой разрез представлен терригенными породами нижнего карбона.

В 2007 году ТОО «Фирма Ада Ойл» провела переинтерпретацию промыслово-геофизических данных по ранее пробуренным на участке Жанатан и ликвидированным скважинам Г-5, Г-7 и Г-41.

В период 07.12.2004 года по 07.12.2012 года проведено восстановление ранее ликвидированных скважин №№ 7, 5, 41. В скважинах №№ 5 и 7 испытаны продуктивные интервалы в отложениях нижнего визе (скважина №7) и в карбонатных отложениях КТ-II (скважина №5). Получены притоки нефти дебитом соответственно 7 и 11 куб. м/сут.

4. Перечень исходных данных, представляемых Исполнителю после подписания Договора на оказание услуг:

- Пакет геологической информации «Базовый» по месторождению Жанатан, расположенному на территории Актюбинской области Республики Казахстан. Приложение к Базовому пакету геологической информации по месторождению Жанатан, расположенному на территории Актюбинской области Республики Казахстан.
- Исторические данные о геолого-геофизической изученности площади работ.
- Другая информация, согласно списку исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору.

5. Геолого-техническое задание на составление «Проект разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан» (далее «Проект»)

5.1 Основные требования к Проекту:

Проект выполняется согласно Приложения №4 к действующим «Методическим указаниям по составлению проектов разведочных работ углеводородов» от 28.08.2018 г. (Методические указания по составлению «Проекта разведочных работ (оценочный этап)»).

Исходную геолого-геофизическую информацию необходимо учесть по состоянию на 01.02.2022 г. (при необходимости выполнить переинтерпретацию), а также любую дополнительную информацию, полученную до завершения работ по анализу разведочных и оценочных работ на площади, результаты которой могут повлиять на принятие проектных решений и выполнение технико-экономических расчетов;

Первый год расчета проектных технико-экономических показателей – 2022 г.;

5.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта:

- Согласование проектного документа с Заказчиком;
- Получение заключения государственной экологической экспертизы;
- Получение заключения независимого эксперта Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (ЦКРР РК);
- Получение заключения государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки в сфере углеводородов (ЦКРР РК).

6. Техническое задание на проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) при реализации Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан (далее «Проект ОВОС»)»

6.1 Состав работы:

6.1.1 Состав разделов Проекта ОВОС и степень их проработки определить с учетом требований и рекомендаций «Инструкции по организации и проведению экологической оценки (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 3 августа 2021 года № 23809).

6.1.2 Выполнить анализ современного состояния компонентов окружающей среды в районе размещения объекта:

- Состояние воздушного бассейна
- Состояние водной среды
- Состояние территории и геологической среды
- Состояние растительного и животного мира
- Физические воздействия
- Социальные условия проживания и здоровья населения.

6.1.3 Выполнить оценку воздействия на окружающую среду при проведении работ в рамках Проекта разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жанатан (источники, виды, степень и зоны воздействия, в том числе вид, состав, ориентировочные объемы загрязняющих веществ, характер образующихся отходов производства и потребления - вид, объем, класс токсичности) с учетом технических решений, по компонентам:

- Воздушный бассейн (предоставить расчеты в Excel)
- Водная среда
- Территории размещения и геологическая среда
- Растительности и почвы
- Животный мир
- На социальные условия проживания и здоровья населения
- Социально-экономическое развитие территории

6.1.4 Определить мероприятия по снижению негативных воздействий на окружающую среду и социальные условия проживания.

6.1.5 Выполнить предварительную оценку экологического риска.

6.1.6 Выполнить предварительный расчет платежей за нанесение ущерба окружающей среды, в соответствии с действующими методиками

6.1.7 Разработать рекомендации по организации производственного экологического контроля.

6.2 Экспертная оценка и утверждение Проекта ОВОС:

- Согласование проектного документа с Заказчиком;
- Согласование проектного документа в контролирующих органах согласно действующему законодательству и получение *«Заключения о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду»*. В случае необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду, получение *«Заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду»*.

7. Сроки выполнения работ по проектной документации при проведении разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жанатан:

- Проект разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан : февраль 2022г. - август 2022г.;
- Проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) при проведении работ в рамках Проекту разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан»: февраль 2022г. – июль 2022г.

8. Количество экземпляров:

После согласования и утверждения Проект разведочных работ (оценочный этап) на участке Жанатан с проектом ОВОС представляется Заказчику на бумажном и электронном носителях в 1-ом экземпляре на русском языке .

9. Специальные требования к потенциальным подрядчикам:

9.1. Наличие лицензии на вид деятельности: лицензия на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных производств (углеводородное сырье), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа. Подвид: составление проектных документов; технологических регламентов; технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья;

**Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и
других видов полевых исследований**
Объемы и методика сейсмических исследований
Полевые 2Д сейсморазведочные работы

На контрактной территории планируется проведение сейсморазведочных работ 2Д в объеме 300 пог. км (рис. 6.3.1).

В дальнейшем при составлении проекта на производство сейсморазведочных работ 2Д, с согласованными параметрами съемки 2Д, стоимость этих работ будет откорректирована.

В процессе сейсморазведочных работ в полевых условиях предусматривается организация полевой обработки с использованием самого современного обрабатывающего комплекса обработки, позволяющего оперативно оценить качество полевого материала. Этот комплекс позволит получить качественную сумму временного разреза по каждому профилю уже на следующий день после завершения отработки профиля в поле. Это позволит оперативно оценить качество полученного материала и обнаружить новые перспективные объекты. В случае, если по какому-то профилю выяснится, что по перспективному пермскому и каменноугольному комплексу вырисовывается новая ловушка, то в процессе полевых работ могут быть внесены изменения в очередность и направления проектируемых профилей с тем, чтобы точнее оконтурить такие вновь выявленные объекты. В связи с этим и направление, и длина некоторых проектных профилей могут быть впоследствии уточнены окончательно.

Полевые 2Д сейсморазведочные работы будут проводиться с использованием самой передовой и современной техники и технологии, обеспечивающей получение данных высокого качества и высокого разрешения. Дизайн и основные параметры методики полевых сейсморазведочных работ должны быть выбраны исходя из решаемых геологических задач. Ими являются - детальное и достоверное изучение глубокозалегающего основного объекта - перспективных пермских и каменноугольных отложений. Исходя из этого, должна быть разработана оптимальная методика полевых 2Д сейсморазведочных работ на основе имеющихся данных о геологическом строении площади и анализа проведенных предыдущих сейсморазведочных работ по разным методикам и дизайнам. Учитывая то, что основной задачей разведочных работ на этой территории является поиски залежей газа, проводимые полевые сейсморазведочные работы должны обеспечить получение материала высокого качества и высокой разрешенности. Только такое качество полевого материала сейсморазведки позволяет в дальнейшем, при его обработке и интерпретации, точнее построить структурные карты по перспективным горизонтам и рассчитать все необходимые сейсмические атрибуты трасс с целью прогноза наличия газовых залежей по современной технологии прямых поисков углеводородов. Исходя из этого, полевые сейсморазведочные работы должны быть проведены по центральной системе

отстрела, с максимальным выносом каналов от ПВ не меньше 6000 м, с шагом ПВ – 50 метров, шагом ПП - 25 метров, с максимальной кратностью накопления суммарных трасс, длительность записи 8 сек, дискретность 2 мсек и т.д.

Методика, технология, применяемые оборудование и техника, дизайн полевых сейсморазведочных работ, тип источника возбуждения сейсмической энергии и т.д. будут окончательно определены перед проведением тендера на выполнение полевых сейсморазведочных работ МОГТ и уточнены перед проведением полевых сейсморазведочных работ во время выполнения программы опытных работ. Учитывая необходимость соблюдения требований по охране окружающей среды и техники безопасности, в качестве источника возбуждения сейсмических сигналов может быть использован вибрационный источник возбуждения в случае, если поверхность грунта позволяет получать при этом материалы высокого качества и получения одобрения от пограничных служб на использование большого объема взрывчатых веществ. Предварительные параметры 2 Д сейсморазведки приведены в таблицах 6.3.1 и 6.3.2.

Таблица 6.3.1.

Планируемая методика полевых работ МОГТ 2D

Регистратор Sercel-428XL	1
Модуль межлинейный LAUX	2
Кабель межлинейный + TREP(репитер)	5/4
Батареи 6СТ - 132	80
Кабель линейный	225
Модуль линейный FDU	1000
Модуль питания LAUL	19
Записывающее устройство NAS	2
Плоттер Veritas V12	1
Шифратор/ дешифратор VibPro/ShotPro	1/6
Дизель-генератор 15 кВт	1
Секции геофонов GS-20 DX 12 приборов на канал	1000
Мультиметрический тестер телеметрических модулей GB/Q-200PC	1
Тестер секции геофонов SMT200	1

Таблица 6.3.2.

Геометрия системы наблюдения 2D

Наименование параметров	Значение параметра
Количество активных каналов	520
Система наблюдений	Центральная симметричная
Шаг Пунктов Приема (ПП), м	25
Шаг Пунктов Возбуждения (ПВ), м	50
Дискретность записи мс.	2
Длина записи с.	8,0
Возбуждение упругих колебаний	Вибраторы AMG M28/P28
Количество работающих вибраторов в группе	4 (+1)
База возбуждения	линейная 4 × 42 м
Полная кратность наблюдений	130
Максимальное удаление "ПВ-ПП" [м]	6487,5

Распределение	- каналов	260- 0 - 260
Распределение	- удалений	6475– 12,5 -0 – 12,5– 6475
Объем погонных км.		341,65
Объем ф.т.		7000

Обработка данных 2Д сейсморазведки

Стационарная обработка данных 2Д сейсморазведки будет выполняться с использованием самых современных методик и технологий, обеспечивающих эффективное подавление помех различных типов, проведение достоверного скоростного анализа, оптимальной фильтрации трасс, увеличения соотношения сигнал/помехе, расширения спектров полезного сигнала, проведения процедур временной миграций до суммирования и т.д. Все новые сейсмические профили будут обработаны с восстановлением истинных значений амплитуд и с использованием передовой технологии временной миграции до суммирования и т.д. Качество результатов временной обработки данных 2Д сейсморазведки будет обеспечивать уверенное прослеживание опорных (целевых) отражающих горизонтов в пермских и каменноугольных отложениях, на основе которых будет достоверное изучение геологического строения территории в комплексе с результатами других геологоразведочных работ. В процессе обработки будут также приняты все возможные меры для обеспечения максимальной разрешенности и наилучшей прослеживаемости отражающих горизонтов в наиболее перспективных интервалах пермского и каменноугольного отложений.

Основными задачами обработки будут являться:

- тестирование основных параметров и процедур обработки с целью выбора оптимальных параметров, процедур и графа (последовательности) обработки по технологиям стандартного графа, временной миграции до суммирования.
- включение в Граф обработки необходимых итераций коррекции статических и кинематических поправок, различные виды деконволюции и программ подавления, ослабления кратных и других всевозможных волн-помех, временную миграцию до суммирования и т.д.
- формирование единой скоростной модели среды на исследуемой территории с использованием существующих геолого-геофизических данных и результатов обработки сейсмических данных. Эта скоростная модель среды применяется для контроля качества обработки и для площадных глубинных построений.
- выполнение программ и процедур по динамической обработке данных с целью анализа атрибутов сеймики и анализа сейсмо-фациальной характеристики пермских и каменноугольных отложений.
- надежное выделение и прослеживание отражающих горизонтов.

- достижение высокого разрешения и лучшего прослеживания отражающих горизонтов по сравнению с ранее полученными и обработанными материалами на данной площади.
- максимальное извлечение из исходных данных информации о скорости суммирования, о ее распределении по площади.
- дополнительное повышение точности, разрешения и сохранения кинематических и динамических особенностей записей пермского и каменноугольного частях разреза.
- обеспечение максимально точных изображений целевых горизонтов для дальнейших структурных построений.
- выделение на временных разрезах тектонических нарушений и разломов в пермских и каменноугольных отложениях.

Интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Интерпретация обработанных данных 2Д сейсморазведки будет выполняться с применением самых современных аппаратных и программных средств, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты, обеспечивающие решение поставленных геологических задач. Интерпретация данных 2Д сейсморазведки с данными пробуренных скважин будет выполняться в два этапа; структурная интерпретация и динамическая интерпретация.

Структурная интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Будут выполнены следующие работы:

- получение всех результатов обработки данных 2Д сейсморазведки и данных по ранее пробуренным скважинам.
- анализ качества и полноты всех полученных данных.
- формирование проекта интерпретации на рабочей станции.
- 3 загрузка всех геолого-геофизических данных в созданный для интерпретации проект.
- проверка достоверности загруженных данных.
- увязка данных 2Д сейсморазведки с данными ранее пробуренных скважин.
- корреляция основных отражающих горизонтов по временным разрезам.
- временные разрезы должны быть увязаны со скважинами через синтетические сейсмограммы.
- корреляция должна быть проведена по всем основным горизонтам.
- трассирование всех тектонических разрывных нарушений.
- разработка достоверной скоростной модели среды на основе данных скважин и скоростей суммирования, полученных во время обработки данных 2Д сейсморазведки.
- построение карт изохрон и структурных карт по всем коррелируемым отражающим горизонтам в масштабах 1:100 000.

Динамическая интерпретация данных 2Д сейсморазведки

В случае обнаружения на волновом поле временных разрезов сейсмических профилей МОГТ аномалий, возможно связанных с залежами УВ, будут выполнены следующие работы:

- составлены карты распределения атрибутов сейсмической записи по перспективным коллекторам в мезозойских и палеозойских отложениях.
- составлены карты распределения сейсмофаций.
- по возможности расчет моделей акустического импеданса.
- анализ динамических характеристик коллекторов в мезозойских и палеозойских отложениях и оценка их перспективности для проведения поискового бурения.

6.4. Система расположения проектных скважин

Скважина Р-1 - независимая, проектируется с целью оценки залежей УВ в палеозойских отложениях - **КТ-II** и **С_{1v1}**. Проектная глубина- 4500 м, проектный горизонт – нижний карбон. Условное местоположение скважины - в сводовой части юго-западного локального поднятия в пределах **II** блока юго-западнее скважины G-5 на расстоянии 2,6км.

Скважина Р-2 - независимая, проектируется с целью оценки залежей УВ в палеозойских отложениях-**КТ-II** и **С_{1v1}**. Проектная глубина- 4500 м, проектный горизонт – нижний карбон. Условное местоположение скважины - в сводовой части центрального локального поднятия в пределах **II** блока севернее скважины G-5 на расстоянии 2,53км.

Скважина Р-3- независимая, проектируется с целью оценки залежей УВ в палеозойских отложениях- **КТ-II** и **С_{1v1}** . Проектная глубина- 4500 м, проектный горизонт – нижний карбон. Условное местоположение скважины - в сводовой части северного локального поднятия в пределах **II** блока северо-западнее скважины G-7 на расстоянии 1,1км.

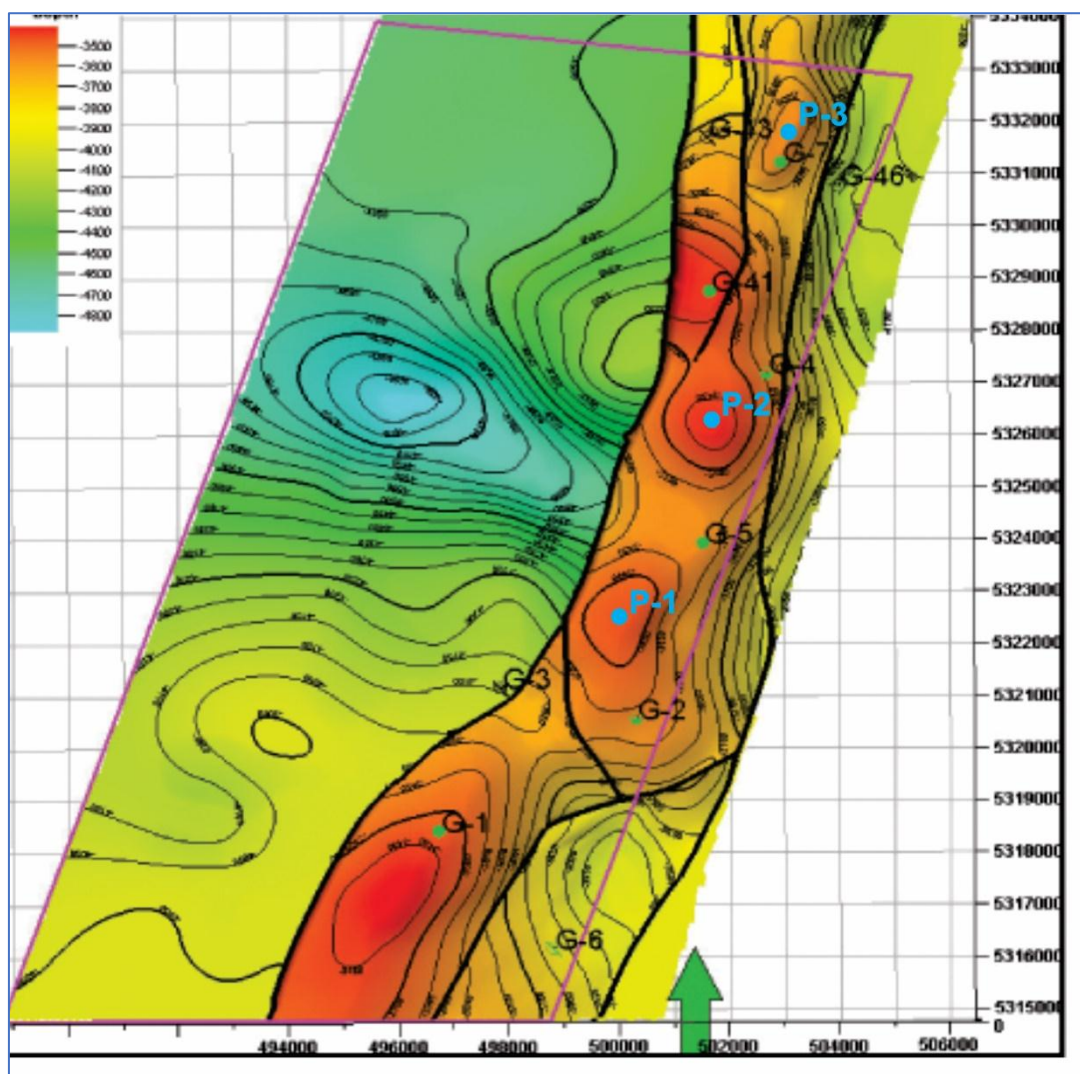


Рис.6.4.1. Схема размещения проектных скважин

6.5. Геологические условия проводки скважин

Таблица 6.5.1.

Проектный геологический разрез скважины Р-1,2,3

Система	Интервал, м		Толщина, м	Литологическая характеристика пород
	от	до		
1	2	3	4	5
N-Q	0	50	50	Вверху пески и супеси, ниже слабо-уплотненные карбонатные глины и мергели.

Система	Интервал, м		Толщин а, м	Литологическая характеристика пород
	от	до		
1	2	3	4	5
К	50	450	400	Белый писчий мел, мелоподобные известняки; мергели массивные с включением пирита и прослоями карбонатных глин. Нижняя часть разреза сложена песчаниками, алевролитами средней крепости, и глинами с прослоями слабо-уплотненных песков.
J	450	600	150	В верхней части карбонатные глины с прослоями песков и реже карбонатных пород. В средней и нижней части породы представлены терригенными породами: песками, песчаниками, с прослоями глинистых пород.
T	600	700	100	Песчано-глинистые породы: глины, песчаники, пески, реже встречаются прослой конгломератов.
P ₂	700	3260	2560	Литологически породы верхней перми представлены аргиллитами, алевролитами, песчаниками, глинами и, реже, в виде прослоев встречаются известняки, конгломераты, ангидриты.
P _{1к}	3260	3322	62	Литологически породы кунгурского яруса представлены ангидритами, каменной солью, аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Ангидриты светло-серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, мелкокристаллические, с включением глинистого материала. Каменная соль белая, светло-серая, крупнокристаллическая, массивная. Аргиллиты серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкоплитчатые со следами перематости.
P _{1as-ar}	3322	3466	144	Литологически сложены переслаивающимися аргиллитами, песчаниками и алевролитами с редкими прослоями известняков.
C _{2m-b}	3466	3630	164	Органогенно-детритовые известняки
C _{1s}	3630	3750	120	Известняки мелкозернистой структуры, прослоями органногенно-детритовые, мелкокомковатые иногда неравномерно битуминозные. Нередко известняки переходят в обломочные биогермные доломитизированные известняки и кавернозные доломиты.
C _{1o}	3750	3924	174	Аргиллиты и песчаники с прослоями карбонатов
C _{1v}	3924	4500	576	Преимущественно песчаники. Аргиллиты и алевролиты имеют подчиненное значение.

В процессе проводки скважин на структуре Жанатан ожидаются следующие осложнения:

- при вскрытии верхнемеловых отложений возможны поглощения бурового раствора и обвалы стенок скважин;

- при бурении нижнемеловых отложений возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора, а также образования глинистых корок против проницаемых пород;
- при прохождении триасовых отложений возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора, а также образование глинистых корок против проницаемых пород;
- при прохождении каменноугольных отложений возможны осыпи, обвалы, кавернообразование, прихват инструмента, нефтегазопроявления.

Таблица 6.5.2 - Ожидаемые осложнения при бурении скважин

№№ пп	Интервалы глубин	Возраст	Вид осложнений, интервал осложнений	Причины, вызывающие осложнения
1	2	3	4	5
1	0-4500	K ₂ , K ₁ , J ₁₋₂ , P, T, P ₁ , KT-II, C _{1V1}	поглощения бурового раствора и обвалы стенок скважин; нефтегазопроявления	Геологические причины: повышенное пластовое давление, наличие газообразных УВ в палеозойских отложениях, свойства горных пород-осыпи, каверны. Технологические причины: свойства бурового раствора несоответствующие ГТН, прихваты, поглощения

На базе опыта бурения многочисленных скважин непосредственно на месторождении Жанатан и прилегающих месторождениях, при соблюдении геолого-технических мероприятий, возможно успешное безаварийное бурение и доведение оценочных и эксплуатационных скважин до проектных глубин и продуктивных горизонтов.

В интервале глубин 0-580м. разрез меловых отложений сложен чередующимися песчано-глинистыми осадками с подчиненными прослоями мергелей и известняков. Породы относятся к категории средней крепости. Особенностью разреза является наличие водообильных песчаных горизонтов. При снижении противодавления на пласт при бурении фиксируются водопроявление, разжижение глинистого раствора, снижение его плотности.

Породы, слагающие юрскую толщу, в интервале глубин 580-830м. представлены песчаниками, алевролитами и глинистыми разностями. Они характеризуются средней крепостью и бурение их ведется без осложнений. Для предупреждения водопроявлений необходимо не допускать снижения плотности бурового раствора. В зоне дизъюнктивных нарушений возможно поглощение бурового раствора.

Отложения триаса, залегающие в интервале глубин 600-930м., сложены неплотными аргиллитами, а также крепко-сцементированными песчаниками и алевролитами. Возможно кавернообразование и нефте-газо-водопроявления, а также поглощение бурового раствора.

Отложения верхней перми, залегающие в интервале глубин 670-3350м. представлены аргиллитами, алевролитами, песчаниками и, реже, в виде прослоев, встречаются известняки, конгломераты и ангидриты. Возможны осыпи скольчатых аргиллитов.

Отложения кунгурского яруса, залегающие в интервале глубин 3200-3430м., представлены каменной солью, ангидритами, аргиллитами и песчаниками.

Отложения нижней перми в интервале глубин 3300-3490м. сложены терригенными породами и литологически представлены переслаивающимися аргиллитами, песчаниками и алевролитами с прослоями гравелитов. Возможны нефте-газо-водопроявления.

Толща КТ-II, залегающая в интервале глубин 3440-3750м., объединяет отложения серпуховского яруса нижнего карбона и московско-башкирского ярусов среднего карбона. Отложения толщи КТ-II литологически представлены известняками, кавернозными доломитами, пластами аргиллитов. Эта толща является нефтегазоносной. Аномалия пластового давления 1,03.

Отложения визейского яруса, залегающие ниже глубины 3600м., сложены терригенными осадками и литологически представлены чередованием скольчатых аргиллитов и песчаников с редкими прослойками известняков. Скольчатые аргиллиты при их прохождении часто осыпаются. Пласты песчаников насыщены нефтью и газом или водой. Этот разрез является основной продуктивной толщей месторождения Жанатан. Пластовое давление аномально высокое, коэффициент аномальности достигает 1,5%, а пластовая температура достигает 88-89°C. Возможны нефте-газо-водопроявления.

6.6. Характеристика промывочной жидкости

Бурение скважины необходимо производить на буровом растворе при параметрах, приведенных в таблицах 6.6.1. При вскрытии нефтегазоперспективных отложений необходимо иметь запас бурового раствора в объеме скважины.

Таблица 6.6.1-Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения скважин

Интер	Тип	Параметры промывочной жидкости	Наименование
-------	-----	--------------------------------	--------------

валы, м	промывочной жидкости	Плотность, кН/м ³	Вязкость, сек	СНС, Па		Водоотдача, м ³ /30 мин	рН	химреагентов
				1 мин	10 мин			
1	2	3	4	5		6	7	8
0-50	Бентонитовый	1,18	55-60	8÷10	12÷16	<10	7-8	Na ₂ CO ₃ , NaOH Бентонит, вода техническая
50-800	KCl Полимерный раствор	1,23	45-50	8÷10	12÷16	<8	9÷9,5	Lube 167 Na ₂ CO ₃ NaOH PAC-LV PAC-RL XY Вода техническая Родопол-23П
800-2500	KCl Полимерный раствор	1,25	45-50	8÷10	12÷16	<8	9÷9,5	
2500-4500	KCl Полимерный раствор	1,32	45-50	8÷10	12÷20	<5-6	9÷9,5	

Примечание:

1. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважин.
2. Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным.

Для повышения качества промывочной жидкости и реологических свойств, предусматривается ее химическая обработка, рецептура которой детально приводится в технологической части проекта. Они могут быть уточнены или изменены Заказчиком в зависимости от фактических условий бурения и наличия материалов на его приготовление и обработку (без ухудшения качества бурового раствора).

Потребное количество бурового раствора и расход материалов на его приготовление, и обработку принимается по действующим нормам и регламентам.

Особое внимание необходимо уделить очистке бурового раствора, выходящего из скважины.

С начала бурения необходимо иметь на буровой запасы баритового концентрата, поверхностно-активных веществ (ПАВ) и наполнителей на случай поглощения бурового раствора (в количестве по указанию Заказчика).

На основе опыта бурения поисковых скважин и требований «Единых технических правил ведения работ при строительстве нефтяных скважин» для проводки проектируемых разведочной и оценочно-эксплуатационной скважин выбирается буровой раствор с параметрами, обеспечивающими безаварийное достижение их до проектных глубин. Состав промывочной жидкости должен обеспечить предотвращение осложнения ствола скважины (обвал стенок скважины, прилипания и прихваты бурильного инструмента), поглощения промывочной жидкости, водонефтегазопрооявления,

проникновение фильтрата и твердой фазы бурового раствора в песчаные пласты-коллекторы и их загрязнения, а также для создания благоприятных условий для получения полной и достоверной информации ГИС, промывочная жидкость имеет простой состав, готовится на технической воде с добавлением глины и мела в качестве утяжелителя. Для обработки раствора применяются следующие химические реагенты: КССБ, КМЦ-700, графит, нефть до 10%, сульфанол, кальцинированная сода. Приготовление и обработка промывочной жидкости химреагентами осуществляется в соответствии с разработанной рецептурой.

Таким образом, общими требованиями к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение фильтратом бурового раствора пласта коллектора;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым;
- минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь, утяжелители (барит, мел).

Бурение скважины в интервале от 500 до 1000м. будет производиться раствором плотностью $1,18\text{г/см}^3$, с вязкостью 35 сек, водоотдачей 8см^3 за 30 мин, СНС=15-30/30-60, корка 0,5-1мм, pH=8.

Проводка скважины в интервале глубин 1000-3750м будет осуществляться раствором с удельным весом $1,2-1,25\text{ г/см}^3$, водоотдачей от 5см^3 за 30мин, вязкостью 40сек, корка 0,5-1мм, СНС=25-40/50-80, pH=9-10, в интервале 3750-4000м. с удельным весом раствора $1,50-1,55\text{г/см}^3$, водоотдачей до 5см^3 за 30мин, вязкостью 60-80сек.

6.7. Обоснование типовой конструкции скважин

В соответствии с предполагаемым геологическим разрезом и учетом возможных осложнений ниже приводится конструкция скважины, которая подробно будет описана в «Техническом проекте».

На **палеозойский комплекс** принята конструкция скважины (таблица 6.7.1):

- Направление Ø426 мм спускается на глубину 50 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.
- Кондуктор Ø 323,9 мм спускается на глубину 800 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;
- Техколонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 2500м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины, с целью перекрытия неустойчивых, прихватоопасных отложений верхней перми. Установка превентора, противовыбросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;

- Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 4500 м с целью вскрытия и опробования продуктивного пласта. Высота подъема цемента – до устья.

После спуска эксплуатационной колонны производится их испытание на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня.

Таблица 6.7.1-Сводные данные по типовой конструкции скважины на палеозойский комплекс проектной глубиной 4500 м

№№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Группа прочности стали	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Направление	426	-	0-50	-
3	Кондуктор	323,9	-	0-800	-
4	Промежуточная (техническая) колонна	244,5	-	0-2500	-
5	Эксплуатационная	168,3	-	0-4500(±250м)	-

6.8. Оборудование устья скважин

В процессе проводки скважины на палеозойские отложения для предотвращения водонефтегазопроявлений и герметизации устья скважины предусматривается установить:

на Кондуктор Ø 323,9 мм - противовыбросовое оборудование (ОП 54-350/80-350 ТТ2);

на тех колонну Ø 244,5мм - противовыбросовое оборудование на 350 кгс/см² (условия ТТ2);

после спуска эксплуатационной колонны Ø 168,3 мм на устье устанавливается фонтанная арматура АФК – 65х35.

Таблица 6.8.1 - Оборудование устья скважин

Тип (марка) противовыбросовог о оборудования	Рабочее давление, Мпа	Ожидаемое устьевое давление, Мпа	Количество о превентор ов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
ОП 54-350/80-350 ТТ2	35,0	-	1	Кондуктор Ø323.9 мм
ОКК2-35- 168x245x324	35.0	9,0	1	Техколонна Ø 244,5 мм
ОП67-350х350				
ПУГ –Hydril-13 5/8"x5000 psi	35.0		1	
сдвоенный ППИГ- 2FZ	35.0			

-13 5/8 x5000 psi				
одинарный ППГ13-5/8"x5000psi со срезающий плашками	35.0		1 компл	
АФК – 65 ×35	35.0	11,5	1	Эксплуатационная Ø 168,3 мм

Примечание: Типовая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудования составляется буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

6.9. Рекомендуемый комплекс геолого-геофизических исследований

С целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов и оценки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования предусматривается проведение комплекса исследовательских работ.

6.9.1. Отбор керна и шлама в проектных скважинах

Исходя из требований инструкций по проведению поисков и разведки месторождений, в Проекте предусмотрено пробурить скважины со сплошным отбором керна из продуктивных горизонтов.

Интервалы отбора образцов керна и шлама в процессе проводки скважины будут уточняться геологической службой недропользователя в зависимости от различных факторов. В таблице 6.9.1.1 даны ориентировочные интервалы отбора. После подъема керна или боковых грунтов необходимо произвести его макроописание. Особое внимание следует обращать на наличие признаков нефтеносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения). Образцы с признаками нефти герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Керна мыть не рекомендуется.

Таблица 6.9.1.1. - Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
Р-1,2,3	PZ	2500-3100	90	В интервале: 50-2500-через 10м
		3400-4500	90	
Всего: 180 м				В интервале 2500-

Примечание: Интервал отбора керна и шлама будет корректироваться во время выполнения буровых работ.

Шлам отбирается в количестве 200-300гр для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику и в исследовательскую лабораторию. При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). При описании шлама следует отделять обвальную породу от забойной. Шлам пакуется в специальные мешочки, которые нумеруются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца).

Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шламо-кернограмма.

В проектируемых оценочных скважинах керновый материал должен отбираться с целью получения информации о фильтрационно-емкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость, карбонатность, гранулометрический состав и др.), являющихся исходным данным при подсчете запасов и проектировании разработки.

Распределение интервалов отбора керна по разрезу проектируемых скважин основывается на фактических данных по насыщенности разрезов скважин, пробуренных на рассматриваемом месторождении.

При бурении с отбором керна рекомендуется ограничить максимальный интервал каждого долбления длиной колонковой трубы, равной 7м., так как увеличение интервала отбора керна ведет к уменьшению его линейного выноса, что затруднит привязку керна к ГИС и не даст достоверной информации.

Отбор керна предусматривается в проектных оценочных скважинах из толщи КТ-II и из разреза визейских отложений. Количество и конкретные интервалы отбора керна будут уточнены в каждой скважине по результатам данных промежуточного ГИС.

6.9.2. Геофизические и геохимические исследования

С целью изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза, его расчленения и корреляции, выделения пластов – коллекторов и оценки характера их насыщения, определения физических параметров пород коллекторов, выбора объектов для испытания, контроля состояния ствола скважины и качества цементирования предусматривается проведение комплекса промыслово-геофизических работ (таблица 6.9.2.1).

Таблица 6.9.2.1 – Планируемый комплекс ГИС в проектируемых скважинах

Наименование работ	Масштаб записи	Интервал записи, м	Примечание
1. Каротаж: ГК, СГК, ПС, Кавернометрия, КНК, ГГК-П, АК, БК многозондовый, МБК, Термометрия, Инклинометрия, Резистивиметрия	1: 500	50-900	
3. Каротаж ГК, НГК, Кавернометрия; СГК, КНК; ГГК-П, АКШ, ПС, БК многозондовый, ИК, МБК, КС, МКЗ, Профилеметрия, Термометрия, Инклинометрия, Резистивиметрия	1:500 1:200	900-4500 2500-4500	
6. Замеры пластового давления и отборы глубинных проб (приборами RFT/MDT или аналогичными) боковой отбор керна в интервалах продуктивных пластов			По результатам ГИС
7. Геолого-технологические исследования, газовый каротаж	1:200	100-4500	Монтаж станции ГТИ производится до начала бурения
8. ГК, АКЦ-ФКД, термометрия при ОЦК	1:500 1:200	50- 900 2500- 4500	После спуска и опрессовки каждой колонны

Примечание: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважине будет корректироваться в ходе бурения геологической службой Заказчика и подрядной Компанией.

После проведения комплекса ГИС в скважине Заказчику выдается оперативная информация, а после проведения полной обработки – окончательный результат с рекомендациями по выбору объектов для испытания на притоки нефти и газа.

Предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований в открытом стволе следующими зондами:

- Определение удельного электрического сопротивления (двойной индукционной фокусированный зонд DIFL или двухфазный индукционный каротажный зонд DPIL);
- Определение объемной плотности и фотоэлектрического фактора (зонд компенсированного Z-плотностного каротажа ZDL);
- Определение нейтронного водородосодержания (зонд компенсированного нейтронного каротажа CN);
- Получение акустических характеристик (зонд AC и ACL);
- Определение диаметра (CAL);
- Оценка качественной гамма-активности (GR);
- Определение ПС (SP);
- Определение искривления ствола скважины (DIP пластовый наклономер);
- Замер температуры (TEMP).

Оценка качества цементации (акустический цементомер SBT) будет производиться после цементировки кондуктора и эксплуатационной

колонны.

Геолог по операциям или геофизик Компании должны находиться на буровой для осуществления контроля над исследованиями и координации выбора уровней с целью проведения контрольного сейсмического сейсмокаротажа по кривым ГИС. Технологический контроль и описание образцов шлама под бинокулярным микроскопом будет регистрироваться с первой спускоподъемной операции до забоя.

Предусматривается отбор образцов керна боковым кернаотборником CORGUN (SWC), отбор пластовых флюидов, оценка проницаемости и замер пластового давления (мультитестерный зонд FMT) и опробование в колонне выделенных по данным ГИС продуктивных горизонтов.

6.9.3. Опробование, испытание и исследование скважин

Вскрытие возможно продуктивных горизонтов производится на полимерном растворе при параметрах, соответствующих геологическим условиям проводки скважин. Для предотвращения возможных флюидопроявлений необходимо иметь запас бурового раствора не менее одного объема скважины.

После спуска и цементирования эксплуатационной колонны, производится испытание на герметичность снижением уровня и опрессовкой под давлением.

Вызов притока производится сменой раствора на воду. При получении притоков флюидов, производятся исследовательские работы.

При опробовании пластов с низкими дебитами необходимо провести работы по интенсификации притоков – гидроразрыв пласта, метод переменных давлений. Также рекомендуется предусмотреть возможность проведения кислотной обработки призабойной зоны и вызов притока механизированными способами до принятия решения о проведении ГРП.

Перфорация продуктивных горизонтов будет проводиться в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и мощностью перфорируемых интервалов перфораторами ПК-105, ПКО-89, ПКС-80, ПКО-73, КПРУ-65 на НКТ и/или кабеле из расчета от 15 до 40 отверстий на 1 погонный метр.

Перед проведением перфорации объекта опробования проводятся каротажные исследования интервала (100 м) методом ГК с целью привязки интервала перфорации к разрезу, а также ЛПО и термометрию после перфорации для проверки местонахождения перфорационных отверстий.

Исследования скважин. Гидродинамические исследования скважин выполняются с учетом состояния эксплуатационной колонны и точного определения искусственного забоя.

Комплекс исследований включает:

- замер начального пластового давления;
- определение забойного давления (депрессии) и температуры;
- определение продуктивности скважины методом установившихся отборов;

- замеры дебитов нефти, газа и воды;
- отбор глубинных и поверхностных проб.

В зависимости от характера притока флюидов из скважины, применяют фонтанный метод исследований или метод свабирования.

В случае фонтанирования производится определение пластового давления в начале и в конце опробования, замер дебитов флюидов, забойных давлений и температуры на нескольких режимах.

На всех режимах отбираются глубинные пробы, определяются механические примеси. По результатам исследования строят кривую притока и определяют коэффициент продуктивности скважин.

Опробование осуществляется методом свабирования или аэрации, производится комплекс исследовательских работ: замер дебитов флюидов на каждом режиме, забойного и пластового давления, отбор поверхностных и глубинных проб.

После проведения всех видов исследований, устанавливается цементный мост с целью перехода к следующему объекту.

В таблице 6.9.3.1 приведены проектные интервалы опробования в открытом стволе и эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым продуктивным горизонтам, который будет уточняться специалистами ТОО «Petrocraft» после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований.

Таблица 6.9.3.1. Опробование и испытание перспективных горизонтов в палеозое

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов	
		в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
КТ-II	Р-1,2	3450-3485(2)	3450-3485(2)
		3565-3600(2)	3565-3600(2)
		3620-3655(2)	3620-3655(2)
		3700-3735(2)	3700-3735(2)
C1v	Р-3	3870-3900	3870-3900
		3920-3950	3920-3950
		3970-4000	3970-4000
		4020-4050	4020-4050
Итого объектов:		12	12

Примечание: Интервалы опробования и количество объектов будут уточняться геологической службой недропользователя

В процессе исследований скважин обеспечивается оперативная обработка получаемых результатов с построением индикаторной кривой. К концу завершения исследований провести отбор глубинных и поверхностных проб конденсата и газа. Отобранные глубинные и поверхностные пробы отправляют на исследования в соответствующие лаборатории.

Достоверная оценка насыщенности разреза при пластоиспытании достигается 2-х кратным превышением депрессии испытания над репрессией вскрытия в отложениях с поровым и каверново-поровым типом коллектора и 4-5 кратным превышением в отложениях с трещинными коллекторами.

В случае появления признаков нефти и газа или провала бурового инструмента при вскрытии перспективных отложений необходимо остановить бурение и провести ИПТ с целью оценки характера насыщения вскрытого коллектора. Коррективы в интервалы пластоиспытаний, после получения результатов промежуточного каротажа, могут вноситься только главным геологом или начальником геологического отдела «Заказчика».

В случае проведения технически неудачного пластоиспытания, подрядная организация, выполняющая эти работы, обязана своевременно ставить в известность «Заказчика» о необходимости его повторения.

В связи с тем, что прогноз пластовых и поровых давлений имеет условный характер и недостаточно обоснован из-за отсутствия фактического материала по прямым замерам, испытаниям пластов в открытом стволе придается большое значение для прогнозирования горно-геологической и гидродинамической характеристики вскрываемого разреза и планирования безопасного углубления скважины с обязательным вскрытием проектного горизонта и достижением проектной глубины. Поэтому, перед пластоиспытанием в открытом стволе ставится не только задача определения коллекторских свойств и характера насыщения, но и решение вышеназванных задач.

Испытание в открытом стволе.

В проектируемых скважинах месторождения Жанатан, для опробования перспективных пластов, определения характера их насыщения, выяснения наличия притока, и изучения основных гидродинамических характеристик в процессе бурения предусматривается проведение испытаний с помощью пластоиспытателей на бурильных трубах (ИПТ) типа КИИ-146, МИГ-127, «Уралец».

С целью определения глубины залегания перспективного интервала и выбора места пакеровки, необходимо перед проведением ИПТ выполнить геофизические исследования в масштабе 1:500, включающие стандартные зонды, ПС и кавернометрию. При спуске ИПТ проводить замер бурильных труб и их количества для точной установки пакера против выбранного интервала пакеровки.

Качество пластоиспытания зависит от геолого-технического состояния скважины, обусловленного геологическими условиями вскрываемого разреза и технологии бурения скважины. Эти условия определяют продолжительность времени стоянки на притоке, необходимого для установления продуктивности испытываемого объекта. Вопрос об оптимальной продолжительности времени стоянки на притоке не может быть решен без учета репрессии, создаваемой в процессе бурения на пласт коллекторских свойств пласта, времени воздействия промывочной жидкости и др.

Достоверная оценка насыщенности пластов-коллекторов порового типа достигается двукратным превышением депрессии над репрессией. При неудачном пластоиспытании необходимо его повторить с уменьшением или увеличением интервала испытания.

При получении притока с признаками нефти и газа следует продолжать проведение ИПТ до установления нижней границы продуктивного пласта, углубляя скважину. Для получения однозначной оценки насыщения вскрываемых отложений рекомендуется проводить ИПТ без захвата вышележащих пород, подвергшихся испытанию.

Коррективы в интервалы для пластоиспытания могут вноситься только геологом компании-Заказчика после получения результатов промежуточного каротажа.

Опробование в колонне.

В предыдущие годы достаточно сложной оставалась проблема освоения перспективных пластов в пробуренных скважинах. Известно, что при бурении скважин на разведочных площадях с возможными нефтегазопроявлениями с целью перестраховки от выбросов в глинистые растворы в большом количестве добавлялся утяжелитель барит, что приводило к закупориванию коллекторов.

Барит не реагирует на кислотные обработки и остается в прискважинной зоне, затрудняя приток из пласта. Отсутствие эффективных методов перфорации, обеспечивающих глубокое вскрытие пласта, не позволяло интенсифицировать притоки. К настоящему времени известны многочисленные факты, когда при повторном освоении объектов с применением современных перфораторов интенсивность притока из пластов возрастает на порядок. Кроме того, для пластов толщи КТ-II перспективно применение гидроразрыва пласта (ГРП), который хорошо зарекомендовал себя на месторождениях Мангистауской области, Прикаспийской впадины, Южно-Торгайского прогиба.

Освоение продуктивных горизонтов будут производиться с созданием депрессии на пласт за счет смены бурового раствора на воду с последующей аэризацией.

Таблица 6.9.3.2.

Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Кол-во скв. и объектов	Объект испытания	Горизонт	Дебит нефти, м ³ /сут	Период испытания, сутки	Плотность нефти, кг/м ³	Добыча нефти, тн.
1	2	3	4	5	6	7
J						
1 объект	1	C ₁	9	90	0,825	668,25
P-1,2,3	12	C ₁	9	1080	0,802	8019
3 скважины	Всего - 12 объектов	C ₁		1080		8019