



**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

<b>Должность</b>	<b>Подпись</b>	<b>ФИО</b>
Ответственный исполнитель, начальник отдела разработки		Джиембаев Н.Ж.
Инженер-геолог		Абдулаев И.
Инженер отдела разработки месторождений		Нурланова А.
Инженер-эколог		Темиргалиев Н.Б.
Экономист		Калиева С.А.

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

### на составление «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»

В настоящем Техническом задании определяются требования на выполнение работ по составлению «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», на основании Контракта №2433 от 27 июля 2007 года Контракт № 2433 от 27 июля 2007 года на разведку и добычу углеводородов по сложным проектам в пределах блоков ХХХ-43—В (частично), С (частично), D (частично), E (частично), F (частично), 44-А (частично), В (частично), С (частично), D (частично), E (частично), F (частично); ХХХI- 43-С (частично), F (частично); 44-А (частично), В (частично), D (частично) в Туркестанской области, проводит операции по недропользованию.

В рамках составляемого «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в соответствии с письмом от Комитета Геологии Министерства промышленности и строительства РК №31-09/3767 от 11.12.2023г. Компания возвращает часть контрактной территории.

#### Общие требования:

- Проекты должны быть составлены в 3 экземплярах на бумажном и электронном носителях.
- Все проекты должны быть выпущены в книжном переплете
- Графический материал должен содержать ситуационный план, принципиальную технологическую схему и план размещения основного технологического оборудования.
- Работа должна проводиться в соответствии с графиком выполнения работ.

№ п.п	Наименование пунктов задания	Содержание разделов задания
1	Основание для работы	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Задание Заказчика.</li> <li>• Закон РК О гражданской защите от 11 апреля 2015 г., за № 188 –V</li> <li>• Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI</li> <li>• Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;</li> <li>• Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 «Об утверждении Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана»</li> <li>• Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр от 15 июня 2018 года № 239</li> </ul>
2	Заказчик	АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»
3	Цель работы	<p>- Разработать и согласовать в государственных органах РК «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».</p> <p>- Проведение экологической оценки (подготовка и подача заявления о намерении о деятельности, включая заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или)</p>

		<p>скрининга воздействия намечаемой деятельности) в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК.</p> <p>- Разработать и согласовать «Раздел охраны окружающей среды» (РООС) к «Проекту ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» в Департаменте экологии Туркестанской области с получением положительного заключения государственной экологической экспертизы.</p>
4	Объем и состав работы	<p>Работы должны выполняться в соответствии с требованиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»;</li> <li>- Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых Республики Казахстан;</li> <li>- Закона Республики Казахстан «О гражданской защите»;</li> <li>- «Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 «Об утверждении Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».</li> <li>- Экологического Кодекса РК</li> <li>- Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30.07.2021г. № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»</li> <li>- Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10.03.2021года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»</li> <li>- Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами»</li> <li>- Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний»</li> </ul> <p>Проект должен включать следующие структурные элементы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>I. пояснительную записку, в которой отражаются вопросы по соответствующей подготовке и непосредственной консервации или ликвидации;</li> <li>II. геологическую, маркшейдерскую и графическую документацию, полностью отражающую фактическое состояние данных участка недр;</li> <li>III. копии топографических планов земной поверхности, геологической карты, разрезов и погоризонтных планов месторождения углеводородов;</li> <li>IV. схемы размещения участка недр, а также других производственных объектов, включая технологические объекты;</li> <li>V. меры по обеспечению безопасности населения и персонала, охране недр и окружающей среды, зданий и сооружений;</li> <li>VI. меры по предотвращению загрязнения подземных вод;</li> <li>VII. меры по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения;</li> <li>VIII. оценку воздействия консервации и (или) ликвидации на документацию.</li> </ol>

		<p>окружающую среду;</p> <p>IX. меры, исключающие на период консервации несанкционированное использование и доступ к консервированному участку недр;</p> <p>X. в случае экстренного решения о прекращении добычи – принятие мер по приведению комплексных мероприятий, обеспечивающих сохранение производственных объектов, включая технологические объекты до начала их консервации или ликвидации;</p> <p>XI. меры по рекультивации нарушенных земель при проведении ликвидации;</p> <p>XII. меры по недопущению хозяйственной деятельности на объекте, находящемся на консервации.</p> <p>XIII. финансовую модель проектного решения по «Проекту ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».</p> <p>По РООС к «Проекту ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Оценка воздействия планируемой хозяйственной деятельности на атмосферный воздух (расчеты выбросов вредных веществ; карты изолинии рассеивания веществ; расчет приземных концентраций загрязняющих веществ на ПО (программном обеспечении) по экологии для расчета эмиссии.</li> <li>- Оценка воздействия на окружающую среду (в т.ч. на геологическую среду; водные, земельные ресурсы, радиационная обстановка и т.д.);</li> <li>- Подготовка и подача Заявления о намечаемой деятельности и размещение на портале уполномоченного органа.</li> <li>- Объявления в местном СМИ. Проведение общественных слушаний (в соответствии с «Правилами проведения общественных слушаний» от 3 августа 2021 года №286, зарегистрированный в МИО РК 06 августа 2021 года №23901);</li> <li>- Учитываются небольшие изменения/дополнения технического задания в ходе разработки проекта.</li> <li>- Для получения экологического разрешения на воздействие разработать проекты нормативов допустимых выбросов (НДВ), Программа управления отходами (ПУО), Программа производственного экологического контроля (ПЭК), План охраны окружающей среды.</li> </ul>
5	Исходные данные, предоставляемые заказчиком для выполнения работы	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ситуационный план контрактной территории;</li> <li>- «Дополнение № 2 к Проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракту № 2433 от 27.07.2007г» от 2022г.;</li> <li>- «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования по углеводородам при проведении разведки на контрактной территории ТОО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» от 19.04.2019г.;</li> <li>- «ОВОС к Проекту ликвидации последствий деятельности недропользования по углеводородам при проведении разведки на контрактной территории ТОО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» от 19.04.2019г.</li> </ul>

		- Геологический отвод рег.№ 624-Р-УВ от 11.12.2023г.
6	Сроки разработки и согласования проекта в государственных органах РК	Разработка проекта – 40 рабочих дней с даты подписания договора; Согласование проекта в государственных органах РК – 110 рабочих дней с даты утверждения проекта Заказчиком.
7	Состав материалов, представляемых заказчику по результатам работы	1. «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» согласованный в государственных органах РК: - в 3 экземплярах на бумажном носителе текст отчета, графические приложения к нему; - в 1 экземпляре электронная версия в форматах Word, Excel, PDF. 2. РООС к «Проекту ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» согласованный в государственных органах РК: - в 3 экземплярах на бумажном носителе. - в 1 экземпляре электронная версия в форматах Word, Excel, PDF.
8	Требования к потенциальному поставщику	1. Наличие Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов, с соответствующими подвидами лицензируемого вида деятельности на выполнение работ по составлению «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»; Примечание: Если лицензия была получена до введения в действия Закона Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V ЗРК «О разрешениях и уведомлениях» (далее- Закон РК «О разрешениях и уведомлениях»)(или в случае изменения данных видов лицензий в результате изменений и дополнений в Закон РК «О разрешениях и уведомлениях»), в таком случае наличие лицензии на: o Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатация горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатация магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа. Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности: -Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья -Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья -Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья; 2. Наличие Лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, с соответствующими подвидами лицензируемого вида деятельности на выполнение работ по составлению «Проекта ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»; Примечание: Если лицензия была получена до введения в действия Закона Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V ЗРК «О разрешениях и уведомлениях» (далее- Закон РК «О разрешениях и уведомлениях») Procurement Department for «Sozak Oil and Gas» JSC

		<p>уведомлениях»)(или в случае изменения данных видов лицензий в результате изменений и дополнений в Закон РК «О разрешениях и уведомлениях»), в таком случае наличие лицензии на:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.</li> </ul> <p>Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности.</li> </ul> <p>3. Предоставить документы, подтверждающие наличие квалифицированного персонала, а именно: дипломы, сертификаты обучения.</p> <p>4. Наличие специальных программных обеспечений (ПО) (Примечание: Это требование подтверждается договором или официальным письмом от компании поставщика).</p>
--	--	---

## СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование	№ стр
	<b>ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>11</b>
<b>1</b>	<b>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ</b>	<b>19</b>
<b>2</b>	<b>ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ</b>	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>Характеристика геологического строения</b>	<b>20</b>
<b>3</b>	<b>АНАЛИЗ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ</b>	<b>25</b>
<b>3.1</b>	<b>История проектных документов</b>	<b>25</b>
<b>3.2</b>	<b>Фонд скважин</b>	<b>29</b>
<b>3.3</b>	<b>Фактические данные по скважинам, намеченных к ликвидации</b>	<b>32</b>
<b>4</b>	<b>ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЛИКВИДАЦИИ</b>	<b>33</b>
<b>5</b>	<b>СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ТРУДА И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ</b>	<b>36</b>
<b>5.1</b>	<b>Техника безопасности. Охрана труда</b>	<b>36</b>
<b>5.2</b>	<b>Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труд</b>	<b>36</b>
<b>5.3</b>	<b>Взрывопожаробезопасность</b>	<b>37</b>
<b>5.4</b>	<b>Требования к безопасному ведению работ при ликвидации скважин</b>	<b>39</b>
<b>5.5</b>	<b>Меры по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения</b>	<b>40</b>
<b>6</b>	<b>ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПОСЛЕ РАЗВЕДОЧНОГО ПЕРИОДА</b>	<b>41</b>
<b>6.1</b>	<b>Мероприятия по охране атмосферного воздуха</b>	<b>41</b>
<b>6.2</b>	<b>Мероприятия по снижению воздействия на поверхностные и подземные воды</b>	<b>41</b>
<b>6.3</b>	<b>Мероприятия по предотвращению загрязнения подземных вод</b>	<b>43</b>
<b>6.4</b>	<b>Мероприятия по охране недр</b>	<b>44</b>
<b>6.5</b>	<b>Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения</b>	<b>44</b>
<b>6.6</b>	<b>Меры, исключающие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам</b>	<b>45</b>
<b>6.7</b>	<b>Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов</b>	<b>45</b>
<b>6.8</b>	<b>Меры по рекультивации нарушенных земель</b>	<b>46</b>
<b>7</b>	<b>РАСЧЕТ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ ПОСЛЕ РАЗВЕДКИ ТЕРРИТОРИИ</b>	<b>48</b>
<b>8</b>	<b>МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ ФОНДА ЛИКВИДАЦИИ КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ</b>	<b>62</b>
<b>8.1</b>	<b>Ликвидационный фонд контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»</b>	<b>62</b>
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<b>64</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	<b>65</b>
	<b>Приложение 1 - Акт ликвидации последствий недропользования</b>	<b>67</b>

## Пояснительная записка

Ликвидация объектов включает в себя демонтаж, вывоз и захоронение (при необходимости) всех наземных сооружений (если они имелись), скважин разного вида и назначения, рекультивацию земель и сопровождаются значительными материальными и финансовыми затратами со стороны Недропользователя.

Настоящим проектом предусматриваются работы по ликвидации последствий недропользования при разведке по 11 скважинам пробуренных на разных структурах: где 5 скважин находящихся в консервации (Бугуджильская-1, Тамгалинская-1, Тамгалытар-6, Тамгалытар-8, Жамансай SK-1018); и 6 скважин ликвидированные в советское время (Булак 1-Г, Булак 2-Г, Западный Булак 1-Г, Центральная -1П, Найман 1-Г, Жолоткен 1-Г), из которых: на 4-х ликвидированных скважинах восстановление бетонных тумб на устье, и на 2-х ликвидированных скважинах установка бетонных тумб на устье.

Согласно расчетам, общая сумма ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak.ю Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» с учетом затрат рекультивации земли составляет **145 632,52 тыс. тенге или 279,25 тыс.\$** с учетом НДС.

Проектная документация разработана согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200.

Согласно статье 126 Кодекса Республики Казахстан от 27.12.2017г. "О недрах и недропользовании" ликвидация последствий недропользования по углеводородам проводится в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом ликвидации последствий недропользования.

Требования к проведению работ по ликвидации последствий недропользования по углеводородам устанавливаются в Правилах\_консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

Данный проект определяет установление порядка и технических требований по проведению ликвидационных работ с обеспечением выполнения условий охраны недр и окружающей среды с переводом скважин в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, а также охрану окружающей природной среды.

Структура и состав проектной документации соответствует действующим нормативным требованиям и включает следующие разделы:

- общая пояснительная записка.
- геологическая характеристика;
- обоснование критериев ликвидации скважин;
- технологические и технические решения по ликвидации скважин;
- порядок организации работ по ликвидации скважин;
- мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности.
- сметные расчеты

Ликвидация законченных строительством скважин считается завершенной после подписания *акта ликвидации последствий недропользования* (форма акта в прил. №1):

- пользователем недр АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»;
- представителем компетентного органа;
- представителями уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местных исполнительных органов области.

## ВВЕДЕНИЕ

Настоящий «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на Контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» выполнен согласно договору №33-2024 от 12 июня 2024 года.

Недропользователем участка недр (Геологического отвода) является АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» на основании Дополнения №19 от 14 декабря 2023 года к Контракту №2433 от 27 июля 2007 года на разведку и добычу углеводородов в пределах блоков XXX-42, 43 (частично), 44, 45 (частично); XXXI-42, 43 (частично), 44 (частично), 45 (частично); XXXII-42, 43, 44, 45 (частично); XXXIII-42 (частично), 43 (частично), 44 (частично), 45 (частично) в Туркестанской области.

Срок действия Контракта является совмещенным и состоит из:

- периода разведки для проведения пробной эксплуатации по месторождениям Аса, Кендирик, Орталык, Оппак, Тамгалытар, сроком до 27 июля 2025 года.
- периода добычи по месторождению Придорожное Южное продолжительностью 25 лет.

Срок действия Контракта исчисляется с 27 июля 2007 года.

Контур контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» состоит из 8 угловых точек, представленных в таблице 1.

**Таблица 1 - Контрактная территория АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»**

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	44	48	12	67	57	20
2	45	29	16	67	23	51
3	46	0	7	67	22	59
4	46	0	0	68	48	0
5	45	6	34	68	47	59
6	45	37	25	68	19	44
7	45	27	45	68	17	42
8	44	48	3	68	39	43

Всего на Контрактной территории проводились работы:

1) Проект поисковых работ на структурах Аса, Бугуджильская и Тамгалинская на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум», утвержден протоколом Рабочей группы по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологии Республики Казахстан №424 от 25.07.2012г.;

2) «Проект поисковых работ на структурах Аса, Тамгалинская, Бугуджильская на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум», утвержден письмом Комитета геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологии Республики Казахстан №22-04-713-И от 10.07.2014г.;

3) «Проект поисковых работ на структурах Южная Придорожная, Тамгалытар, Кендырлык на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум», утвержден письмом Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан №22-04-914-И от 20.08.2014г.;

4) «Проект поисковых работ на нефть и газ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», утвержден письмом Министерства энергетики Республики Казахстан №08-03-03/4359 от 18.03.2015г.;

5) «Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», утвержден письмом Министерства энергетики Республики Казахстан №10-03-03-6556/И от 22.12.2016г.;

6) «Проект оценочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», утвержден письмом Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан №27-5-1136-И от 26.05.2017г.;

7) «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно контракта №2433 от 27 июля 2007 года» (на период с 2018г по 2020г, согласован протоколом Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан №5/13 от 30.11.2018г.;

8) «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведки на Контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ». Согласно проекту, предусматривалась ликвидация 10 проектных и 13 пробуренных скважин (Заключение Департамента экологии №KZ72VCSY00258069 от 22.05.2019).

9) «Дополнение к Проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно контракта №2433 от 27 июля 2007 года» (на период с 2019г по 2022г, согласован протоколом Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан №13/10 от 12-13.09.2019г.;

10) «Дополнение № 1 к Проекту оценочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», утвержден письмом Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан №27-5-2393-И от 14.12.2017г. сроком до 27.03.2020г.;

11) «Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Аса», протокол ГКЗ №2246-20-П от 08.12.2020;

12) «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Орталык», протокол ГКЗ №2327-21-П от 28.06.2021;

13) «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Кендирлик», протокол ГКЗ №2367-21-П от 17.11.2021;

14) «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Тамгалытар», протокол ГКЗ №2432-22-П от 30.05.2022;

15) «Оперативный подсчет запасов природного газа месторождения Оппак», протокол ГКЗ №2464-22-П от 07.10.2022;

16) «Дополнение №2 к Проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно контракта №2433 от 27 июля 2007 года» (на период с 2022г по 15.10.2023г, согласован протоколом Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан №34/12 от 24.11.2022г.;

17) «Подсчет запасов месторождения Придорожное Южное по состоянию изученности на 02.01.2023 г.» утвержден протоколом ГКЗ №2582-23-У от 03.08.2023 г.

18) «Проект пробной эксплуатации месторождения Аса», протокол ЦКРР 42/3 от 24.08.2023;

19) «Проект пробной эксплуатации месторождения Оппак», протокол ЦКРР 42/4 от 24.08.2023;

20) «Проект пробной эксплуатации месторождения Кендирлик», протокол ЦКРР 42/5 от 24.08.2023;

21) «Проект пробной эксплуатации месторождения Тамгалытар», протокол ЦКРР 42/6 от 24.08.2023;

22) «Проект пробной эксплуатации месторождения Орталык», протокол ЦКРР 42/7 от 24.08.2023;

Настоящим проектом предусматривается выполнение работ по ликвидации 11 скважин, пробуренных на разных структурах – Булак 1-Г, Булак 2-Г, Западный Булак 1-Г, Центральная 1-П, Найман 1-Г, Жолоткен 1-Г, Бугуджильская-1, Тамгалинская-1, Тамгалытар-6, Тамгалытар-8, Жамансай SK-1018, расположенных за пределами месторождений Придорожное, Тамгалытар, Опкак, Кендирлик, Аса, Орталык (рис.1).

Общая сумма ликвидации последствий недропользования по 11 скважинам (5 скважин находящихся в консервации (Бугуджильская-1, Тамгалинская-1, Тамгалытар-6, Тамгалытар-8, Жамансай SK-1018); и 6 скважин ликвидированные в советское время (Булак 1-Г, Булак 2-Г, Западный Булак 1-Г, Центральная -1П, Найман 1-Г, Жолоткен 1-Г), из которых: на 4-х ликвидированных скважинах восстановление бетонных тумб на устье, и на 2-х ликвидированных скважинах установка бетонных тумб на устье.) с учетом затрат рекультивации земли составляет – **145 632,52 тыс. тенге или 279,25 тыс.\$.**

В соответствии с Кодексом о недрах и недропользовании ст.114, недропользователь намеревается осуществить возврат части контрактной территории за исключением обнаруженных месторождений. Ниже в таблицах 2-10 представлены координаты угловых точек оставляемых участков.

**Таблица 2 - Координаты угловых точек оставляемого участка Тамгалытар**

Угловые точки	Координаты угловых точек участка Тамгалытар					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	45	36,29	67	35	6,51
2	45	47	1,56	67	35	7,32
3	45	49	49,73	67	41	49,74
4	45	48	48,81	67	44	0,3
5	45	44	2,33	67	44	17,39
Площадь-82,73 кв.км						

**Таблица 3 - Координаты угловых точек оставляемого участка Опкак**

Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	52	9,81	67	47	57,31
2	45	54	41,8	68	5	4,94
3	45	48	18,8	68	14	32,12
4	45	45	15,16	68	3	6,43
5	45	48	20,58	67	54	33,59
Площадь-325,05 кв.км						

**Таблица 4 - Координаты угловых точек оставляемого участка Кендирлик**

Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	56	3,8	68	15	5,13
2	45	57	44,8	68	19	4,21
3	45	46	49,8	68	26	42,36
4	45	44	31,9	68	23	42,88
Площадь-132,67 кв.км						

Таблица 5 - Координаты угловых точек оставляемого участка Аса

Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	37	34,54	68	0	35,01
2	45	40	24,01	68	4	4,22
3	45	39	36,13	68	5	32,5
4	45	38	29,57	68	4	42,76
5	45	36	10,94	68	6	6,82
6	45	35	51,03	68	5	28,11
7	45	36	11,225	68	3	46,28

Площадь-30,82 кв.км

Таблица 6 - Координаты угловых точек оставляемого участка Орталык

Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	36	34,81	67	50	55,84
2	45	36	37	67	58	37
3	45	34	4	68	7	9
4	45	36	6,55	68	7	10,92
5	45	36	9	68	15	47,94
6	45	33	1,8	68	16	44,17
7	45	30	0	68	15	0
8	45	30	0	68	5	0
9	45	27	47,18	68	4	56,87
10	45	25	35,8	67	58	42,83
11	45	29	43,76	67	59	3,91
12	45	33	50	67	50	55

Площадь-377,07 кв.км

Угловые точки	Из участка Орталык исключаются месторождение подземных вод Уч. скв. 1677					
	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	33	22,00	68	11	38
2	45	33	43	68	11	38
3	45	33	43,00	68	12	8
4	45	33	22	68	12	8

Площадь - 0,42 км. кв, глубина -234-262м,

Таблица 7 - Координаты угловых точек оставляемого участка Западный м. Мынкудук

Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	33	35	67	56	49
2	45	32	29	67	57	24
3	45	32	19	67	57	50
4	45	32	8	67	57	58
5	45	30	56	67	57	40
6	45	31	13,05	67	56	6,6
7	45	33	24,39	67	51	45,87
8	45	33	37	67	52	44
9	45	32	39	67	53	45

Площадь-17,05 кв.км

Таблица 8 - Координаты угловых точек оставляемого участка Осенний м. Мынкудук

Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	36	36,3	67	56	7,95
2	45	36	11	67	55	50
3	45	35	41	67	55	53
4	45	35	19	67	55	44
5	45	35	13	67	55	20
6	45	34	40	67	55	36
7	45	34	2	67	55	19
8	45	33	43	67	55	24
9	45	33	38	67	54	53
10	45	34	5	67	54	40
11	45	34	15	67	54	20
12	45	35	11	67	54	19
13	45	35	17	67	54	10
14	45	35	21	67	54	20
15	45	36	30	67	54	20
16	45	36	35,80	67	54	23,98
Площадь-8,75 кв.км						

Таблица 9 - Координаты угловых точек оставляемого участка Центральный м.Мынкудук

Угловые точки	Координаты угловых точек участок Центральный м.Мынкудук					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	35	30,888	68	7	10,511
2	45	35	18	68	8	16
3	45	35	59	68	9	42
4	45	34	46	68	13	12
5	45	34	56	68	13	48
6	45	34	22	68	15	45
7	45	33	58	68	15	30
8	45	34	25	68	14	5
9	45	33	51	68	13	35
10	45	34	57	68	10	56
11	45	34	34	68	10	16
12	45	34	36	68	7	43
13	45	34	42,259	68	7	9,979
Площадь-16,14 кв.км						

Таблица 10 - Координаты угловых точек оставляемого участка месторождения Придорожное Южное

Угловые точки	Координаты угловых точек месторождения Придорожное Южное					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	20	24,26	68	6	0,26
2	45	21	9,18	68	8	27,59
3	45	20	20,46	68	14	43,73
4	45	14	1,63	68	19	11,58
5	45	11	55,424	68	18	54,701
6	45	9	45,905	68	14	33,608
Площадь - 188,63 кв.км						

Из месторождения Придорожное Южное исключается резервное месторождение Шолак-Эспе						
Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	45	14	43,74	68	18	41,8
2	45	14	46,241	68	18	34,529
3	45	14	22,684	68	17	49,557
4	45	14	39,645	68	16	43,77
5	45	14	50,181	68	15	34,642
6	45	15	54,972	68	14	45,319
7	45	16	5,038	68	13	35,292
8	45	15	52,617	68	12	18,197
9	45	15	40,196	68	11	1,103
10	45	15	14,925	68	10	9,03
11	45	13	57,293	68	11	11,456
12	45	13	56,582	68	11	35,956
13	45	14	11,316	68	12	54,421
14	45	15	30,466	68	13	22,518
15	45	14	51,063	68	14	22,137
16	45	14	1,722	68	15	16,96
17	45	13	31,227	68	16	18,978
18	45	13	40,012	68	17	35,045
19	45	13	48,441	68	18	14,517
20	45	13	52,142	68	18	52,345
21	45	13	49,921	68	19	10,03
22	45	14	1,63	68	19	11,58
Площадь-24,48 кв.км, глубина - от 245 м до 410 м						

Площадь контрактной территории за вычетом исключаемых месторождений ПВ составляет – 905,98 кв.км. Глубина разведки – до кровли кристаллического фундамента.

Площадь участка недр (Горный отвод) составляет – 188,63 кв.км. Из контрактной территории исключается резервное месторождение Шолак-Эспе площадью 24,48 кв.км.

Итого, общая площадь месторождения Придорожное Южное – 164,15 кв.км. Глубина участка недр – по абсолютной отметке минус 2180 м.

***Возвращаемая часть контрактной территории.***

Таким образом, оставляемые участки указаны выше. Также дополнительно указаны координаты возвращаемой территории, которые представлены 47 угловыми точками, точки 1-8 это внешний контур контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», точки 9-47 это контура возвращаемой части контрактной территории вокруг оставляемых участков. На рисунке 2 отображена обзорная карта с угловыми точками возвращаемой части контрактной территории.

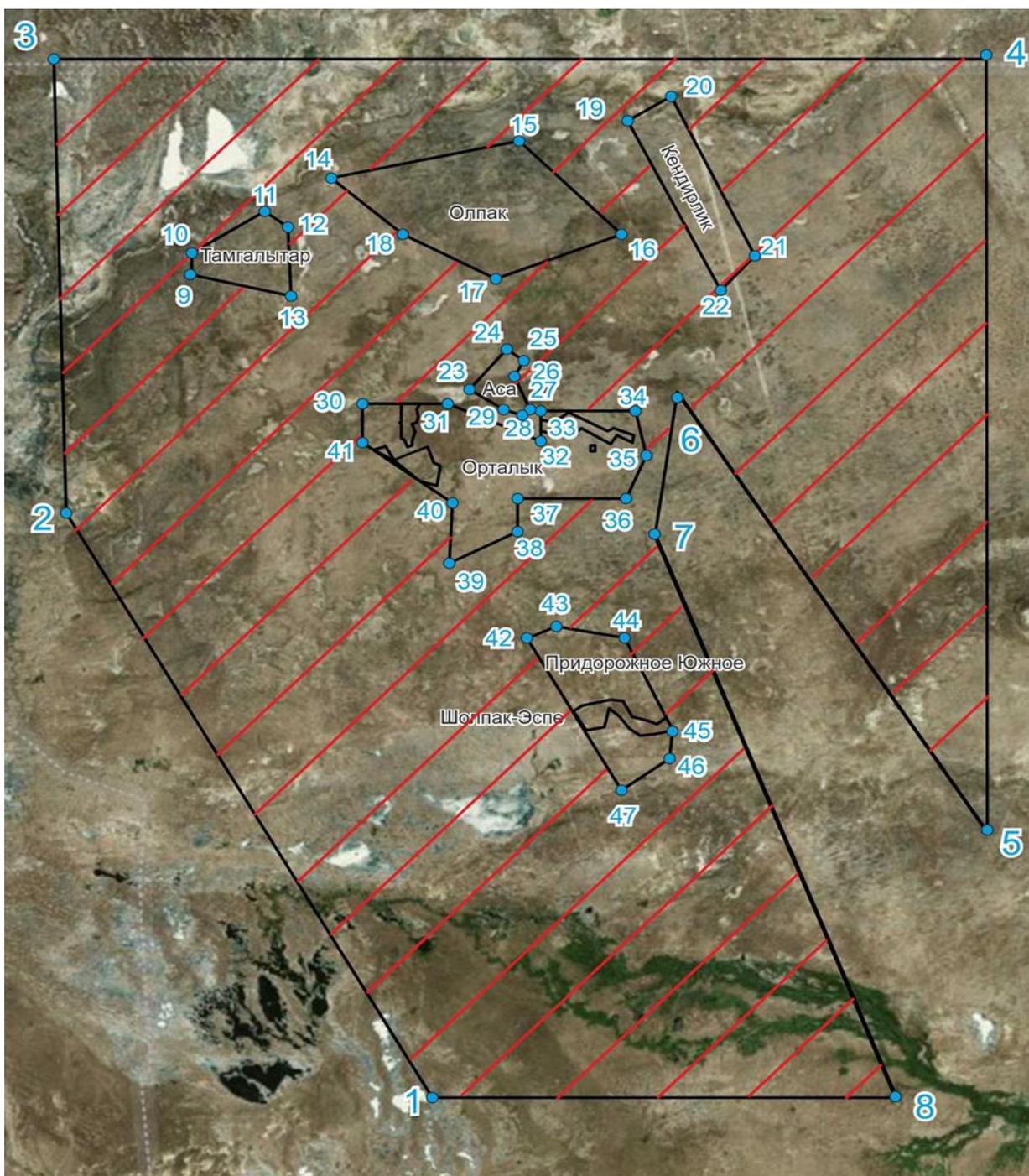
В таблице 11 указаны координаты угловых точек возвращаемого участка АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

**Таблица 11 - Координаты угловых точек возвращаемого участка АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»**

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	44	48	12	67	57	20
2	45	29	16	67	23	51

3	46	0	7	67	22	59
4	46	0	0	68	48	0
5	45	6	34	68	47	59
6	45	37	25	68	19	44
7	45	27	45	68	17	42
8	44	48	3	68	39	43
9	45	45	36,29	67	35	6,51
10	45	47	1,56	67	35	7,32
11	45	49	49,73	67	41	49,74
12	45	48	48,81	67	44	0,3
13	45	44	2,33	67	44	17,39
14	45	52	9,81	67	47	57,31
15	45	54	41,8	68	5	4,94
16	45	48	18,8	68	14	32,12
17	45	45	15,16	68	3	6,43
18	45	48	20,58	67	54	33,59
19	45	56	3,8	68	15	5,13
20	45	57	44,8	68	19	4,21
21	45	46	49,8	68	26	42,36
22	45	44	31,9	68	23	42,88
23	45	37	34,54	68	0	35,01
24	45	40	24,01	68	4	4,22
25	45	39	36,13	68	5	32,5
26	45	38	29,57	68	4	42,76
27	45	36	10,94	68	6	6,82
28	45	35	51,03	68	5	28,11
29	45	36	11,225	68	3	46,28
30	45	36	34,81	67	50	55,84
31	45	36	37	67	58	37
32	45	34	4	68	7	9
33	45	36	6,55	68	7	10,92
34	45	36	9	68	15	47,94
35	45	33	1,8	68	16	44,17
36	45	30	0	68	15	0
37	45	30	0	68	5	0
38	45	27	47,18	68	4	56,87
39	45	25	35,8	67	58	42,83
40	45	29	43,76	67	59	3,91
41	45	33	50	67	50	55
42	45	20	24,26	68	6	0,26
43	45	21	9,18	68	8	27,59
44	45	20	20,46	68	14	43,73
45	45	14	1,63	68	19	11,58
46	45	11	55,424	68	18	54,701
47	45	9	45,905	68	14	33,608

Проектная документация разработана согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» утвержденных приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355, «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана» утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года №200.



Условные обозначения:



- участок недр



- возвращаемая территория

**Рис.1 -Обзорная карта района работ**

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ

В административном отношении Контрактная территория АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» находится в Сузакском районе Туркестанской области. Ближайшими крупными населенными пунктами и железнодорожными станциями является г. Туркестан, который находится южнее от контрактной территории на расстоянии 390км.

В географическом отношении проектируемые площади находятся в полупустыне Бетпақдала.

Гидросеть представлена р.Сарысу находящейся в западной части площади и р.Шу в Туркестанской области. Другие поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются редкие колодцы, с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко-континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не менее 150 мм, основное их количество выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем  $-15^{\circ}\text{C}$  (до  $-40^{\circ}\text{C}$ ), летом  $+27^{\circ}\text{C}$  (до  $+45^{\circ}\text{C}$ ).

Район относится к степной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются поселок Жуантобе (на юго-востоке контрактной территории), поселок Созак (расположенный в 80 км на юго-востоке) и г.Таукент 240 км которые связаны между собой дорогой с асфальтовым покрытием, непосредственно на контрактной территории дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами. Они труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов, также непроходимы в период весенней распутицы.

Непосредственно через контрактную территорию, в восточной части проходит нефтепровод Павлодар – Шымкент, а в северной части на расстоянии 20км проходит нефтепровод Кумколь–Каракоин.

Источники энергоснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

## 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ

### 2.1 Характеристика геологического строения

На территории Кокпансорского прогиба особенно в обрамляющих ее горных системах геологоразведочные работы проводились, начиная, с 1960 годов и продолжаются по настоящее время.

Сейсмическое изучение территории Шу-Сарысуского бассейна проводились в 1956-1996гг. в период 1956-1975гг сейсмические исследования проводились методом отраженных волн (МОВ) и только с 1975г были начаты сейсмические исследования методом общей глубинной точки (МОГТ) с кратностью 6, 12, 24 и 48.

На контрактной территории сейсморазведочные работы МОГТ были проведены партиями Илийской и Турланской экспедициями. В пробуренной скважине Тамгалытар 1Г проведены сейсморазведочные работы ВСП.

В результате проведенных работ были составлены структурные карты по отражающим горизонтам Пб (кровля карбонатов нижнего карбона), П (подошва карбонатов нижнего карбона), и IV (кровля верхнего девона). Также были построены структурные карты по внутренним пермским отражающим горизонтам Па – подошве соленосной толщи, и П – ее кровле.

В период 1970-1980 гг в Кокпансорской впадине проведена сейсморазведка МОВ силами Илийской, Джекказганской и Турланской экспедиций. Выявлены и изучены структуры Тереховская, Тамгалытар, Северное Придорожное, Придорожное, Южное Придорожное, Западный Опак, Опак и др.

В период с 2008-2015 гг. в пределах контрактной территории АО "Sozak Oil and Gas"/"Созак Ойл энд Газ" выполнены сейсмические работы 2Д в объеме 4180 п.км, сейсмические работы 3Д – 417 кв. км.

В 2008 году по соглашению между компаниями ТОО "Марсель Петролеум" и ТОО "Тат-Арка" на площади Тамгалытар в пределах контрактной территории были выполнены полевые сейсморазведочные работы 2Д в объеме 451,1 пог. км. Обработка сейсмических данных проведена по Стандартному Графу в центре ТОО "PGD Services". Построены структурные карты в масштабе 1:50000 по 7-ми горизонтам: D3-within (горизонт внутри верхнедевонских терригенных отложений, D3-C1t\_top (поверхность сопряжения карбонатных отложений нерасчлененной толщи верхнего девона-нижнего карбона с терригенно-карбонатной толщей нижнего турне); PSR o (горизонт, связанный с поверхностью облекания органогенных построек- (биогерм), C1t2+v\_top (горизонт, приуроченный к кровле карбонатной толщи. вize), Пк (кровля сульфатно-карбонатной толщи серпуховского яруса), P1s\_bot (подошва терригенно-соленосной толщи нижней перми, P1s\_top (кровля терригенно-соленосной толщи нижней перми).

Полевыми сейсморазведочными работами МОГТ2Д 2009 года (ТОО "Тат-Арка") были изучены структуры Тамгалинская, Опак и Жолоткен в объеме 700,4 пог.км.

Проведенными полевыми сейсморазведочными работами 2010 года (ТОО НПФ "Данк") были изучены структуры Иркудук, Катынкамыс, Булак, Тамгалинская и Аса, в том числе на структуре Тамгалинская объем сейсмики 3Д составил 227 км<sup>2</sup>, на структуре Аса-190 км<sup>2</sup>.

Полевыми работами 2011 года (ТОО "Тат-Арка") изучены структуры Бугуджильская, Батырбек и Найманская в объеме 610 пог.км. Обработка полевых данных осуществлялась

казахстанскими компаниями "PGS Services" и "Веритас-Казахстан", интерпретация материалов осуществлялась специалистами компании "Кондор Петролеум".

Также в период 25.07.2011-22.11.2011 проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в пределах контрактной территории в объеме 899,4 пог.км.

В 2013 году на контрактной территории проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д согласно "Техническому проекту на проведение сейсморазведочных работ 2Д" в объеме 720 пог.км.

В 2014 году Китайским нефтяным университетом выполнена переобработка и комплексная переинтерпретация (структурная и динамическая) данных бурения с учетом всех материалов сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д в пределах контрактной территории.

Всего для переинтерпретации использованы данные в объеме 2300 пог.км сеймики МОГТ 2Д, проведенные в период 1956-1996гг сеймики МОГТ 2Д, проведенные в период 2008-2013 гг - 3380 пог.км и данные сеймики 3Д – 417 км<sup>2</sup>.

Результаты переобработки/ переинтерпретации были представлены в "Отчете по обобщению результатов сейсмических работ 2Д/3Д, проведенных в период 2008-2013гг., на Контрактной территории АО "Созак Ойл энд Газ", утвержденный на заседании НТС МД "Южказнедра" (Протокол НТС №713 от 22.01.2015г.).

Основной объем 2Д/ 3Д сейсморазведочных работ 2015 года сосредоточены в центральном, северном и восточном участках Контрактной территории.

На большей части исследуемой территории были прослежены пять отражающих горизонтов:

- P1salt\_bot (подошва терригенно-соленосной толщи нижней перми).
- ПШк - кровля сульфатно-карбонатной толщи серпуховского яруса,
- С1t2\_v - кровля карбонатов визейского яруса,
- С1t1 - кровля терригенно-карбонатной толщи Турне
- D3 - внутри верхнедевонских отложений.

В результате проведенных работ представлено новое видение о геологическом строении.

В конце 2015 году согласно "Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 800 пог.км и МОГТ 3Д - 800 кв.км.

В период с 2008-2015гг. в пределах Контрактной территории выполнены 2Д сейсмические работы в объеме 4200,9 пог. км, 3Д сейсмические работы – 1331км<sup>2</sup>. Объем проведенных сейсмических работ по годам:

- 2008 год – 451,1пог. км, 2Д;
- 2009 год – 700,4пог. км, 2Д;
- 2010 год – 417км<sup>2</sup>, 3Д;
- 2011 год – 1509,4пог. км, 2Д;
- 2013 год – 720пог. км, 3Д;
- 2015 год – 820пог. км, 2Д; 914км<sup>2</sup>, 3Д;

С ноября 2015 г. по апрель 2016 г. компанией BGP Geophysical Service (Kazakhstan) выполнена переобработка и комплексная переинтерпретация (структурная и динамическая) материалов сейсморазведочных работ МОГТ 2Д/3Д в пределах контрактной территории.

В результате переинтерпретации сейсмических материалов уточнено геологическое строение рассматриваемой территории и протрассированы тектонические нарушения, построены структурные карты в масштабе 1:250000 по отражающим горизонтам:

- Шк - кровля сульфатно-карбонатной толщи серпуховского яруса,
- С1v - кровля карбонатов визейского яруса,
- D3 - внутри верхнедевонских отложений.

В тектоническом отношении Контрактная территория расположена в пределах Кокпансорского прогиба Шу - Сарысуйской депрессии.

Структурный план контрактной территории, отмеченный по различным горизонтам промежуточного структурного этажа, в целом, повторяет рельеф поверхности фундамента, за исключением толщи пермских отложений, где структура нижележащих комплексов отражена слабо или не выражена совсем.

По всем горизонтам каменноугольной системы структурные планы испытывают общий наклон территории с востока на запад и представляет довольно крупную область погружения. В восточной части территории отмечается выход фундамента, воздымание этого блока осуществлялось по разломам F1 и F2 с амплитудой более 100м, по обе стороны от этих разломов отмечаются разломы меньшей амплитуды около 50 м F3, F4, F5, F6 все разломы северо-западного направления. В южной части появляются поперечные разломы F10 и F12, амплитудой 50м. На севере площади разломы меньшей протяженности и амплитуды северного направления.

Нижняя терригенная формация имеет ограниченное распространение, отсутствует в Западной части контрактной территории.

В геологическом строении Кокпансорского прогиба участвует комплекс сложнодислоцированных и метаморфизованных образований допалеозоя, нижнего палеозоя и полого лежащих отложений среднего-верхнего палеозоя и мезозой-кайнозоя, разделяющихся на три структурных этажа.

Нижний — отложения нижнего палеозоя и допалеозоя, по условиям образования относятся к фундаменту. Фундамент гетерогенный по составу и возрасту формирующих пород.

Средний структурный этаж или промежуточный структурный этаж включает в себя отложения от фамена до верхней перми включительно.

Верхний структурный этаж представлен отложениями мезокайнозоя и представляет платформенный чехол.

### **Каменноугольная система (С)**

#### ***Нижнекаменноугольные отложения (С1)***

Расчленяются на турнейский, визейский и серпуховский ярусы. При этом, несмотря на наличие в известняках нижнего карбона большого количества остатков фауны, расчленение их на ярусы возможно не везде в связи с тем, что они в целом представлены литологически однообразной толщей пород лишенной руководящих форм.

***Верхнетурнейско-визейские отложения (С1t1-v)*** представлены известняками темно-серыми до черных, местами органогенными, с трещинами, залеченными ангидритом, с прослоями аргиллитов серых до черных, известковистых, ангидритизированных. Следует отметить уменьшение вверх по разрезу терригенных прослоев. Толщина отложений 250-350м лишь на пл. Придорожная (скв. Придорожная-2Г) она более 1000 м.

***Отложения серпуховского яруса (С1sr)*** отличаются от подстилающих их карбонатных отложений лишь увеличением доли терригенного материала. Они представлены темно-серыми органогенными известняками с большим количеством раковин брахиопод, с частыми прослоями аргиллитов. Встречаются прослои ангидритов и доломитов. Толщина изменяется от 55м (Орталык 1) до 485м (Опак-Тамгалинская-Жолоткен). Общая толщина карбонатных

отложений довольно выдержана и составляет 500-700 м. крайними значениями являются 1010м скважине Придорожная-2Г и 400 м скважина Булак-2Г. Следует отметить, что в пределах Кокпансорского прогиба выявлены рифогенные массивы (скв. Тереховская-1-П и Оптак-1Г).

Верхняя терригенно-соленосная толща промежуточного структурного этажа представлена красноцветными терригенными (С2+3) и терригенно-соленосными (Р2+3) породами.

**Отложения среднего-верхнего карбона (С2+3)** вскрыты во всех скважинах, пробуренных на контрактной территории. Нерасчлененные отложения средне-верхнекаменноугольного возраста в основании имеют горизонт базальных конгломератов. Представлены они красноцветной толщей пород: переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников, толщина которых меняется от 160 до 1500 м, отмечается повсеместное распространение ангидритов в виде желваков. Лишь во внутренних погруженных частях прогиба местами отсутствуют отложения средне-верхнекаменноугольной системы.

### **Пермская система (Р)**

Начало пермского периода характеризуется общим погружением района, ослаблением в его пределах и в обрамлениях тектонических дислокации, формированием галогенно-терригенного комплекса. Изменение тектонической жизни нашло отражение в смене литологического состава пород, залегающих согласно на каменноугольных породах.

Отложения перми широко развиты во внутренней части впадины, где вскрыты большим числом скважин и представлены отделами, подразделяющимися на три толщи: подсоленосную, соленосную и надсоленосную. Расчленение пермской системы подтверждено данными споро-пыльцевого анализа и представляются наиболее удобными при геологических построениях.

**Подсоленосная толща (Р1nc)** по своему литологическому составу аналогична средне-верхнекаменноугольным отложениям. Поэтому всю пачку этих пород можно рассматривать как единую нижнепермско-верхнекаменноугольную терригенную толщу. Толщина этих отложений различна, от 330 м (Придорожная-2Г) до 2800 м (Тереховская-1П).

**Соленосная толща (Р1с)** распространена не повсеместно. Конец ранней и начало поздней эпох пермского периода характеризуется более интенсивным погружением территории, сопровождающимся дальнейшим развитием ранее сформировавшихся структур. Сухой и жаркий климат обуславливает засоление озерных бассейнов и накопление мощных толщ галогенных, сульфатных, терригенных образований, объединенных в соленосную толщу. Современные границы распространения соленосной толщи перми определены бурением глубоких и структурных скважин.

Соленосная толща сложена переслаиванием пластов каменной соли крупнокристаллической, прозрачно-белой, розовой и серой с различными оттенками, с красноцветными известковистыми алевролитами, аргиллитами и песчаниками, содержащими включения и прослойки гипса, ангидрита и глауберита. Переходный кунгуро-казанский возраст этих отложений установлен споро-пыльцевыми комплексами. Накопление соленосной толщи прогиба, как и во всей депрессии, происходило в замкнутых небольших континентальных бассейнах, не связанных с морем, в отличие от галогенных толщ верхнего девона, развитых в восточной и западной частях депрессии. Толщина соленосной толщи достигает 1200 м (Булак-2Г). Западнее линии Булак-Катынкамыс соленосные отложения нижней перми литологически замещаются мергелями.

**Надсоленосная толща (P2нс)** развита не повсеместно. Сложена сероцветными, пестроцветными песчаниками на карбонатно-глинистом цементе, алевролитами, аргиллитами, мергелями и известняками. Весь разрез сильно загипсован, встречаются включения желваков ангидритов и карбонатных стяжений, придающих породам буровато-пятнистую окраску. Возраст определен по данным споро-пыльцевого анализа. Мергелистые образования условно отнесены к кенгирской свите. Толщина верхнепермских отложений 965м (Катынкамыс). Следует отметить полное отсутствие верхнепермских отложений в скв. Оппак-1Г, где под подошву мезокайнозойских отложений выходят терригенные отложения среднего карбона. В то же время по данным бурения на крыльях структуры толщина пермского комплекса превышает 1100 м.

**Мезо-кайнозойская система (MZ-KZ)** Толщу промежуточного структурного этажа повсеместно с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают отложения мезокайнозоя, представляющие собой платформенный чехол района. Они отличаются спокойным залеганием, относительно выдержанными толщинами 200-400 м и представлены переслаиванием суглинков, супесей, глин, алевролитов, отмечаются прослои галечников.

### **3 АНАЛИЗ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

#### **3.1 История проектных документов**

В 2007 году Компанией ТОО "Мунайгазгеолсервис" выполнен и согласован МТД "Южказнедра" "Проект поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорском прогибе на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум" (9). Проектом предусматривалось:

- бурение поисково - разведочных скважин на структурах: Тереховская с проектной глубиной 4000 м.; на структурах Центральная, Тамгалинская, Тамгалы, Баяндинская, Южно-Баяндинская, Булак, Западный Булак, Шалкан, Северный Шалкан, Актуз - с проектной глубиной 3500м; на структурах Тамгалытар, Жолоткен, Аса, Северная Придорожная, Южная Придорожная, Иркудук, Южный Иркудук, Катынкамьис, Боктыкарын, Южный Боктыкарын - с проектной глубиной 3000 м; на структуре Кендырлык

- с проектной глубиной 2500 м.; на структурах Найман, Батырбек, Бугуджильская, Жуантобе, Развилочная, Солончаковая, Солончаковая-2, Ортасынарлы, Оппак - с проектной глубиной 2000 м., на структуре Кызымшек - с проектной глубиной 1200 м.

- проведение на слабоизученных участках территории сейморазведочных работ 2Д и 3Д;

Согласно этому проекту в 2008 году на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум" проведены сейморазведочные работы 2Д в объеме 451 пог. км. Была изучена структура Тамгалытар. Кроме этого в этом же году была пробурена разведочная скважина Кендырлык-5РД, с забоем 2320 м. По заключению ГИС пластов с признаками углеводородов обнаружено не было, и скважина была ликвидирована по геологическим причинам.

В 2008 году выполнено "Дополнение к проекту поисков, разведки и оценки залежей нефти и газа в Кокпансорской впадине", где были заложены объемы:

- бурение поисково - разведочных скважин на структурах: Тереховская с проектной глубиной 4000 м.; на структурах Центральная, Западный Булак - с проектной глубиной 3500м; на структурах Тамгалытар, Жолоткен, Аса, Южная Придорожная, Катынкамьис - с проектной глубиной 3000 м; на структуре Кендырлык - с проектной глубиной 2500 м.; на структурах Найман, Ортасынарлы, Оппак - с проектной глубиной 2000 м.

- сейморазведочные работы по методике 2Д (полевые работы, обработка, интерпретация) в объеме 1900 пог.км (10).

В 2009 году было выполнено "Дополнение №2 к проекту поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадине на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум", в котором были заложены объемы работ предыдущего "Дополнения к проекту поисковых работ" (11).

Согласно "Дополнению №2..." на структуре Тамгалытар пробурена скважина Тамгалытар - 5 с забоем 2550 м, в которой из интервала 2270-2404м получен приток газа объемом порядка 26 тыс. м3/сутки.

С 2010 года по настоящее время геологоразведочные работы осуществляет АО "Sozak oil and gas"/"Созак ойл энд газ" (ранее ТОО "Марсель Петролеум").

В 2010 году согласно "Проекту на выполнение сейсмических исследований 2Д/3Д в пределах геологического отвода контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум" были изучены структуры Иркудук, Кокпансор, Катынкамьис, Булак, Тамгалинская и Аса, в том числе на структуре Тамгалинская объем сеймики МОГТ 3Д составил 227 км<sup>2</sup>, на структуре Аса составил 190 км<sup>2</sup>.

В 2011 году выполнен "Проект поисковых работ на структуре Иркутдук на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум", разработанный ТОО "Мунайгазгеолсервис", в котором предусматривалось (12):

- бурение двух поисковых скважин: одной независимой скважины Иркутдук-2 с проектной глубиной 2870м и зависимой скважины Иркутдук-3 с проектной глубиной 2860м. Проектный горизонт – верхний палеозой (C1v3);

- в случае получения промышленных притоков углеводородов в поисковой скважине, провести сейсморазведочные работы 2Д в объеме 250 пог.км. на структуре Иркутдук

В 2011 году согласно "Дополнению №2 к проекту поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадине на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум" на структуре Аса была пробурена независимая скважина Аса-1, при испытании в открытом стволе, в интервале 2402-2426, 2530-2580 были получены притоки газа дебитом 215 тыс.м<sup>3</sup>/сут (D3fm1)

В 2012 году, компанией ТОО "НПЦ ТуранГео" составлен "Проект поисковых работ на структурах Аса, Бугуджильская и Тамгалинская на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум". Проектом предусматриваются сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1063 пог.км, бурение и опробование пяти скважин с нижеследующими проектными глубинами (14):

- на структуре Аса одну зависимую скважину Аса-2 – 2879 (±250)м.

- на структуре Бугуджильская одну независимую Буг-1 - 2035 (±250)м. зависимую скважину Буг-2 - 2151 (±250)м

- на структуре Тамгалинская одну независимую Тамг-1 - 2916 (±250)м. зависимую скважину Тамг-2 - 2926 (±250)м

Согласно проекту на структуре Бугуджильская была пробурена независимая скважина Буг-1 с фактической глубиной 2450 м при проектной глубине 2035 м. Скважина была остановлена до принятия окончательного решения по её углублению. А также скважина Аса - 2 с фактическим забоем 2760 м, где при испытании в процессе бурения в интервалах 2164-2191 м (C1s) и 2311-2398 м (C1 v3+2) были получены слабые притоки газа.

В 2013 году на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум" проведены сейсморазведочные работы 2Д согласно "Техническому проекту на проведение сейсморазведочных работ 2Д" в объеме 720 пог.км.

В 2014 году выполнен "Проект поисковых работ на структурах Южная Придорожная, Тамгалытар, Кендырлык на контрактной территории ТОО Марсель Петролеум". В отчете дан анализ выполненных поисково-разведочных работ, планирование проведения оценочных работ на период первого продления. Также с целью уточнения геологического строения средневизейских и верхнедевонских отложений проектом предусматривалось бурение семи поисковых скважин, из них 4 независимых - Ю.Придорожная-18, Ю.Придорожная-21, Тамгалытар-6, Кендырлык-6 и 3 зависимых - Ю.Придорожная-19, Тамгалытар-8, Кендырлык-7 (15).

В скважине Юж.Придорожная - 18 при испытании из отложений C1v1+2 в интервале 1980-2106 м получен приток газа дебитом 4,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Скважина Кендырлык-6 пробурена до глубины 2268 м и вскрыла отложения девона. При проведении пластоиспытания в отложениях C1s в интервале 1518-1532 м получен приток газа дебитом 1,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут. В результате испытаний из отложений C1v в интервале 1992-2025 м получено слабое выделение газа.

В скважине Тамгалытар -6 при испытании из отложений C1s в интервале 2494-2542 м получен приток слабого газа.

В скважине Тамгалытар-8 при проведении пластоиспытания в отложениях C1s в интервале 2217,1-2234,6 м получен слабый приток газа, из отложений C1v в интервале 2709,36-2787,4 м получен приток газа дебитом 1 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В 2014 году выполнена переинтерпретация всех сейсмических данных МОГТ 2Д/3Д с учетом данных бурения.

В 2015 году ТОО "Проектный институт "OPTIMUM" выполнен "Проект поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории АО "Sozak oil and gas"/"Созак ойл энд газ" и рассмотрен на заседании ЦКРР РК. Проектом предусматривалось бурение 27 проектных вертикальных скважин, из них 12 независимых (SK-1002, SK-1003, SK-1004, SK-1005, SK-1006, SK-1008, SK-1011, SK-1012, SK-1017, SK-1018, SK-1022, SK-1024), 15 зависимых (SK-1001, SK-1007, SK-1009, SK-1010, SK-1013, SK-1014, SK-1015, SK-1016, SK-1019, SK-1020, SK-1021, SK-1023, SK-1025, SK-1026, SK-1027) и 3 горизонтальных скважин (SK-5001Н, SK-5002Н, SK-5003Н) с проектными глубинами от 1645 до 4650 м и проектным горизонтом – девон, а также отработка дополнительной сети профилей МОГТ 2Д в объеме 1000 пог. км, сейсморазведка МОГТ3Д в объеме 800 кв.км (23).

Согласно "Проекту поисковых работ ...." проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 800 пог.км и МОГТ 3Д – 800 АО "Sozak oil and gas"/"Созак ойл энд газ" для продолжения поисковых работ, а именно для уточнения геологического строения Контрактной территории продлен период разведки на 2 года с 27.03.2015-27.03.2017 г.г.

В связи с изменениями объемов работ в конце 2015 года было составлено "Дополнение №1 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории АО "Sozak oil and gas"/"Созак ойл энд газ". Согласно которому предусматривалось бурение 5 проектных вертикальных скважин, из них 2 независимых (SK-1002, SK-1012), 3 зависимых (SK-1006, SK-1017, SK-1018) и 2 горизонтальных, из них 1 независимая (SK-5001Н) и 1 зависимая скважина (SK-5002Н) проектными глубинами от 1645 до 4436 м. (24).

Министерство энергетики Республики Казахстан, в соответствии со статьей 64 Закона РК "О недрах и недропользовании" на основании рекомендаций Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых Министерства энергетики РК утвердило "Дополнение №1 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории АО "Sozak oil and gas"/"Созак ойл энд газ" в части изменения объемов сейсморазведки и переноса проектных работ 2015 года на 2016 год. Общее количество проектных скважин осталось без изменения. А также недропользователю были даны рекомендации в 2016 обеспечить представление результатов переинтерпретации сейсмических исследований МОГТ 2Д/3Д и нового проектного документа (Письмо МинЭнерг. РК №08-02/35739 от 23.12.2015 г).

В 2016 году на основании данных рекомендаций выполнено "Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на контрактной территории АО "Sozak oil and gas"/"Созак ойл энд газ", где использованы материалы обработки и переинтерпретации сейсмических исследований МОГТ 2Д/3Д, выполненные в 2015-2016 г.г и данные бурения поисковых скважин (Письмо МинЭнерг. РК №10-03-03-6556/и от 22.12.2016 г). В "Дополнении № 2...." предусматривалось бурение 4 независимых поисковых скважин (SK-1012, SK-1017, SK-1002, SK-1018) проектными глубинами от 2000 до 3040 м (25).

Согласно "Дополнению № 2...." пробурены 3 скважины SK-1012, SK-1017 и SK-1018. Скважина SK-1017 пробурена до глубины 2233 м и вскрыла отложения девона. При проведении пластоиспытания в процессе бурения в отложениях предположительно D3fm в интервале 1687,66-1867 м получен приток газа расчетным дебитом 156 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В скважине SK-1012 по заключению ГИС выделены пласты - коллекторы в отложениях C1s и C1v+t.

26.05.2017 году утвержден «Проект оценочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», в котором предусматривалось бурение 8 проектных оценочных скважин с проектными глубинами от 2160 до 3380 м и проектным горизонтом - девон, а также обработка и интерпретация 2Д сейсморазведочных работ в объеме 900 пог.км.

В проекте обоснованы объемы оценочных работ на три года, так как к АО "Sozak Oil and Gas" "Созак Ойл энд Газ" получено согласование Министерства энергетики РК о продлении периода разведки для оценки до 24.03.2020 года (Письмо КомГео МИР РК №27-5-1136-и от 26.05.2017 г) (26).

В 2017 г. по «Проекту оценочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» было намечено бурение 8 проектных оценочных скважин SK-1008, SK-1006, SK-1016, SK-1022, SK-1009, SK-1024, SK-1001, SK-1027. Объемы бурения не выполнены (26).

В связи с корректировкой сроков бурения проектных оценочных скважин потребовалось внесение изменений сроков оценочных работ в Рабочую программу на период 2017-2020 гг.

В конце 2017 года было составлено «Дополнение №1 к Проекту оценочных работ на нефть и газ на Контрактной территории АО "Sozak oil and gas"/"Созак ойл энд газ". Согласно которому предусматривалось бурение 8 проектных оценочных скважин с проектными глубинами от 2160 до 3380 м и проектным горизонтом - девон. Также запланированы 2Д сейсморазведочные работы в объеме 900 пог.м (27).

В 2018 году составлен «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракта №2433 от «27» июля 2007 г.», согласно которому предусматривается полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д в объеме 900 пог.км и бурение 8 проектных оценочных скважин с проектными глубинами от 2160 до 3380 м и проектным горизонтом - девон в период с 2018 по 2020 годы (28).

Согласно Проекту АО «Sozak oil and gas»/ «Созак ойл энд газ» в 2019 году планировал пробурить 2 оценочные скважины SK-1006, SK-1008, до 27.03.2020 г – 2 оценочные скважины SK-1024, SK-1002.

В 2019 году выполнен «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведки на Контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ». Согласно проекту, предусматривалась ликвидация 10 проектных и 13 пробуренных скважин.

В 2020 году выполнен «Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Аса», протокол ГКЗ №2246-20-П от 08.12.2020;

В 2021 году выполнен «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Орталык», протокол ГКЗ №2327-21-П от 28.06.2021;

В 2022 году выполнен «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Кендирлик», протокол ГКЗ №2367-21-П от 17.11.2021;

В 2022 году выполнен «Оперативный подсчет запасов газа месторождения Тамгалытар», протокол ГКЗ №2432-22-П от 30.05.2022;

В 2022 году выполнен «Оперативный подсчет запасов природного газа месторождения Опшак», протокол ГКЗ №2464-22-П от 07.10.2022;

В 2023 году утвержден «Подсчет запасов месторождения Придорожное Южное по состоянию изученности на 02.01.2023 г.» утвержден протоколом ГКЗ №2582-23-У от 03.08.2023 г.

Далее на основе принятых запасов выполнен ряд проектов пробной эксплуатации.

В 2023 году в августе согласованы в ЦКРР РК Проекты пробной месторождений Аса (протокол ЦКРР 42/3 от 24.08.2023), Оппак (Протокол ЦКРР 42/4 от 24.08.2023), Кендирлик (протокол ЦКРР 42/5 от 24.08.2023), Тамгалытар (протокол ЦКРР 42/6 от 24.08.2023), Орталык (протокол ЦКРР 42/7 от 24.08.2023). Период пробной эксплуатации согласован на 2023-2025 гг, при условии продления периода срока действия Контракта.

### **3.2 Фонд скважин**

Для оценки нефтегазоносности Кокпансорского прогиба в период с 1966г по 1985г на Контрактной территории, на различных структурах пробурено 32 скважины, за исключением месторождения Западный Оппак, Орталык, Придорожная, которые расположены внутри рассматриваемой Контрактной территории.

На структуре Тереховская пробурена – 1 скважина (Тереховская – 1П), на структуре Иркутдук – 1 скважина (Иркут – 1П), на структуре Булак – 4 скважины (Булак – 1Г, Булак – 2Г, Булак – 6С, Булак – 7С), на структуре Западный Булак – 2 скважины (3.Булак – 1П, 3.Булак – 2П), на структуре Тамгалытар – 5 скважин (Тамгалытар – 2Г, Тамгалытар – 2Г, Тамгалытар – 3Г, Тамгалытар – 4Г, Тамгалытар – 7Г), на структуре Жолоткен – 1 скважина (Жолоткен – 1Г), на структуре Оппак – 1 скважина (Оппак-1Г), на структуре Северная Придорожная – 2 скважины (С.Придорожная – 1Г, С.Придорожная – 2Г), на структуре Кендырлык – 3 скважины (Кендырлык-2Г, Кендырлык – 3Г, Кендырлык – 4Г), на структуре Южная Придорожная – 3 скважины (Юж.Придорожная – 15Г, Юж.Придорожная – 16Г, Юж.Придорожная – 17Г), на структуре Найман – 1 скважина (Найман – 1Г), на структуре Катынкамьс – 4 скважины (Катын – 1С, Катын – 1П, Катын – 2С, Катын – 1Г), на структуре Центральная – 1 скважина (Центральная – 1П), на структуре Придорожная – 3 скважины (Придорожная – 1Г, Придорожная – 2Г, Придорожная-9Г). Фактические забои пробуренных скважин варьирует от 1690 м (скв. Найман – 1Г) до 3893 м (Тереховская – 1П).

В 2014 году АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» получил право на разведку УВС в пределах месторождения Орталык, которые расположены в пределах Контрактной территории. На месторождении Орталык пробурено 6 скважин (Орталык-1Г, Орталык-1С, Орталык-2Г, Орталык-3Г, Орталык-3С, Орталык-4Г).

В 1966-1968 г.г. была пробурена скважина Придорожная – 43П на структуре Придорожная с забоем 2745 м, вскрывшая соленосную толщу на границе отложений девона и карбона, где в межсолевых терригенных прослоях отмечались признаки газа.

Это послужило обоснованием для проведения в 1968-1969гг сейсморазведки МОВ. В 7-10км восточнее была выявлена и детализирована крупная безразломная антиклинальная складка Придорожная, т.к. ранее выявленная складка оказалась осложнением западной переклинали В 1971 г была пробурена скважина Придорожная-2, а уже 1972г была пробурена скважина Придорожная-3до глубины 2456м. После спуска 219 мм колонны на глубину 2373 м и разбуривания цем. стакана был получен аварийный фонтан газа через инструмент. Скважина ликвидирована по техническим причинам. Это явилось открытием первого месторождения углеводородного газа в Кокпансорском прогибе, как и по всей Шу-Сарысуйской депрессии.

В 1975-1976 гг на структуре Южная Придорожная были пробурены три глубоких поисковых скважин Юж.Придорожная - 15Г, Юж.Придорожная - 16Г, Юж.Придорожная - 17Г.

В 1975 г скважина №15 была заложена в юго-восточной периклинальной части структуры Южная Придорожная (50м ниже своде) между профилями 15-74 и 19-74 с целью поисков залежей нефти и газа в отложениях нижнего карбона и верхнего девона. В связи с газоносностью указанных отложений, решено нижнюю часть перспективного разреза опробовать открытым стволом, а верхнюю часть в 5" колонне, для чего был спущен и зацементирован 5"хвостовик. Произведено опробование I объекта в интервале 1756-2020 м в 5" хвостовике и в 8" колонне, получен непромышленный приток газа. В результате бурения и опробования скважины №15 на структуре установлена непромышленная залежь газа в отложениях нижнего карбона. Скважина Юж.Придорожная – 15Г ликвидирована, как выполнившая свое геологическое назначение и оказавшаяся непродуктивной.

1975-1976 гг была пробурена скважина Юж.Придорожная - 16Г на северной периклинали структуры на верхневизейский горизонт до глубины 1825 м. В процессе бурения с глубины 1681 м произошел выброс газа из серпуховского горизонта, коррелируемого с горизонтом в скважине 17, где выброс газа был с глубины 1596 м. Газоносность отложений нижнего карбона по окончании бурения проверена опробованием одного объекта в интервале 1663-1778 м открытым стволом, перекрытым фильтровым 5"хвостовиком. Получен приток газа, дебит которого быстро снизился, и скважина начала обводняться. Таким образом, в скважине 16 установлена непромышленная газоносность опробованного горизонта. Скважина Придорожная – 16Г ликвидирована, как выполнившая свое геологическое назначение.

В 1974-1975гг скважина Придорожная-17Г пробурена с целью выявления газовых залежей отложениях карбона и верхнего девона. Для оценки газоносности отложений верхнего девона произведено опробование объектов в интервалах: 2959-3048 м (низы подсолевого верхнего девона) притоков не получено; 2876-3048 м (верхняя часть подсолевого верхнего девона) – получен приток пластовой воды. В связи с бесперспективностью солевых отложений турне и верхнего девона эксплуатационная колонна в скважину не спускалась. Бурением скважины Придорожная – 17Г установлено отсутствие залежей газа в отложениях карбона и девона. Скважина была ликвидирована, как выполнившая свое геологическое назначение.

В период 1979-1981 гг на структуре Тамгалытар были пробурены 5 скважин Тамгалытар - 1,2,3,4,7. По результатам испытания скважин Тамгалытар - 2,3,4,7 ликвидированы как выполнившие геологические задание, а скважина Тамгалытар - 1 давшая приток газа введена в консервацию, и впоследствии ликвидирована как выполнившая геологическое задание.

В период 1984-1985 гг на структуре Кендырлык были пробурены 3 поисковые скважины Кендырлык - 2,3,4. По результатам испытания скважин Кендырлык - 3,4, ликвидированы как выполнившие геологические задание, а скважина Кендырлык - 2 давшая приток газа введена в консервацию, и впоследствии ликвидирована как выполнившая геологическое задание.

В период с 2008 по 2017 годы с приходом нового недропользователя в лице Китайской компании «Condog» и АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» пробурено 14 поисковых скважин.

В 2008 году согласно «Дополнению к проекту поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадине на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум» пробурена скважина Кендырлык-5РД глубиной 2320м. При испытании объектов скважина оказалась «сухой» и ликвидирована как выполнившая геологическое назначение.

В период 2010 -2011 г.г. согласно «Дополнению №2 к проекту поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадине на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум» пробурены разведочные скважины Тамгалытар-5 и Аса-1.

В разведочной скважине Тамгалытар – 5 с забоем 2550м в интервале 2270-2404м получен приток газа объемом порядка 26 тыс.м<sup>3</sup>/сутки. Скважина переведена в режим консервации.

Разведочная скважина Аса-1 с проектной глубиной 3000 м остановлена на глубине 2670 м. При забое 2580 м в открытом стволе был проведен полный комплекс ГИС, а также испытание скважины пластоиспытателем на трубах. Были испытаны 2 интервала 2402-2426 м и 2530-2580 м, где были получены приток газа дебитом 215 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В 2012 году согласно «Проекту поисковых работ на структурах Аса, Бугуджилъская и Тамгалинская на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум» пробурена скважина Буг-1 фактической глубиной 2450 м при проектной глубине 2035 м. Скважина была остановлена до принятия окончательного решения по её углублению.

В 2014 г согласно «Проекту поисковых работ на структурах Аса, Бугуджилъская и Тамгалинская на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум» (2012 г) пробурена скважина Тамгалинск-1, заложенные с целью поисков газовых залежей в нижнем карбоне и верхнем девоне с фактической глубиной 3280 м. При испытании в процессе бурения в интервале 2675 - 2730 м (C1v) получен приток слабого газа.

В октябре 2015 года при опробовании в колонне в интервале 3128.2-3280 м (C1v) пласт оказался "сухим".

В августе 2014 г согласно «Проекту поисковых работ на структурах Южная Придорожная, Тамгалытар, Кендырлык на контрактной территории ТОО «Марсель Петролеум» (2014 г) пробурены поисковые скважины Аса-2, Юж. Придорожная-18, Кендырлык - 6, Кендырлык -7, Тамгалытар -6, Тамгалытар - 8, заложенные с целью поисков газовых залежей в нижнем карбоне и верхнем девоне с фактическими глубинами от 2140 м до 3040 м.

В 2014 году скважине Аса-2 при повторном испытании в процессе бурения в интервалах 2164-2191 м (C1s) и 2311-2398 м (C1 v3+2) были получены слабые притоки газа, в интервале 2734-2741 м (PZ) получен слабый приток воды.

В скважине Юж.Придорожная - 18 при испытании из отложений C1v1+2 в интервале 1980-2106 м получен приток газа дебитом 28 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

Скважина Кендырлык-6 пробурена до глубины 2268 м и вскрыла отложения девона. При проведении пластоиспытания в отложениях C1s в интервале 1501,3-1600 м получен приток газа дебитом 1,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В ноябре 2015 года в результате испытании интервалов 1992-2007м, 2008-2025 м (C1v2) пласт оказался "сухим".

В скважине Кендырлык - 7 при проведении пластоиспытания в отложениях C1s в интервале 1828-1883м пласт оказался "сухим".

В скважине Тамгалытар - 6 в результате испытании интервалов 2494-2542м (C1s) пласт оказался "сухим".

В скважине Тамгалытар-8 при проведении пластоиспытания в отложениях C1s в интервале 2217,1-2234,6 м. 2726-2767м получен слабый приток газа, из отложений C1v в интервале 2709,36-2787,4 м получен приток газа дебитом 1 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

В 2016 году выполнено «Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», где использованы материалы обработки и переинтерпретации сейсмических исследований МОГТ 2Д/3Д, выполненные в 2015-2016 г.г и данные бурения поисковых скважин. В «Дополнении № 2....» предусматривается бурение 4 независимых поисковых скважин (SK-1012, SK-1017, SK-1002, SK-1018) проектными глубинами от 2000 до 3040 м.

Согласно «Дополнению № 2 к Проекту поисковых работ на Контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» пробурены 3 скважины SK-1012, SK-1017, SK-1018.

### 3.3 Фактические данные по скважинам, намеченных к ликвидации

Проектные конструкции для вертикальных скважин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Контрактная территория АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ». Техническое состояние скважин, пробуренных в период 2008-2017гг.

№ п / п	Скважина	Категория	Сроки бурения		Глубина скважины, м		Горизонт		Конструкция скважины, диаметр * мм * глубина спуска, м			Состояние скважины
			начало	конец	проект	факт	проект	факт	кондуктор	тех.колона	экс.кол.	
1	Булак 1-Г	поисковая	01.10.1981	20.05.1982	3000	3260	PZ	PZ	299 * 10 * 380	219 * 10/9/8 * 1870	-	Ликвидирована
2	Булак 2-Г	поисковая	24.12.1981	14.08.1982	3050	3158	PZ	PZ	299 * 9 * 260	219 * 10,16 * 1890	-	Ликвидирована
3	Западный Булак 1-Г	поисковая	11.10.1983	16.08.1984	3400	3375	PZ	C1v	299 * 10 * 292	219 * 11,43 * 1950	-	Ликвидирована
4	Централья 1-П	поисковая	20.02.1974	26.04.1975	4400	3640	D	-	325 * 9 * 390,71	219 * 1944	146 * 1899-2657	Ликвидирована
5	Найман 1-Г	поисковая	14.09.1974	17.11.1975	2300	1690	D	-	374 * 11 * 54	244,5 * 9 * 498,84	114 * 930	Ликвидирована
6	Жолоткен 1-Г	поисковая	10.12.2012	09.06.2013	2879	2670	D	D	339,73 * 9,65 * 917,98	244,5 * 10,03 * 1262,18	139,7 * 2977	В консервации
7	Бугуджильская 1	поисковая	10.12.2012	09.06.2013	2151	2450	D	D	244,5 * 10,03 * 500,6	177,8 * 9,19 * 1365,73	177,8 * 1365,7	В консервации
8	Тамгалинская 1	поисковая	22.10.2014	03.01.2015	2925	3280	PZ	D	339,73 * 9,65 * 326	244,5 * 8,94 * 1888	177,8 * 9,19 * 3255,66	В консервации
9	Тамгалытар 6	поисковая	27.11.2014	01.02.2015	3200	2952	PZ	D	339,7 * 9,65 * 399	244,5 * 8,94 * 1586	177,8 * 2947	В консервации
10	Тамгалыта р-8	поисковая	02.03.2015	26.05.2015	3100	3040	D	PZ	339,7 * 9,65 * 402,77	244,5 * 8,94 * 1550,56	139,7 * 3037,6	В консервации
11	Жамансай SK-1018	поисковая	31.01.2017	09.04.2017	3200	3040	C, D	PZ	299 * 420	219 * 1404	139,7 * 2187,46	В консервации

#### 4. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЛИКВИДАЦИИ

##### Оборудование стволов при ликвидации скважин

Для выполнения изоляционно-ликвидационных работ на устье скважины устанавливается подъемный агрегат. В скважину спускается НКТ (насосно-компрессорные трубы) для установки цементных мостов. Устанавливается цементный мост и производится закачка цементного раствора плотностью  $1,85 \text{ г/см}^3$  с последующей продавкой. После чего НКТ поднимается до безопасной высоты – не менее 50 м. Затем наличие мостов проверяется разгрузкой бурильного инструмента или насосно-компрессорных труб с усилием, не превышающим предельно допустимую удельную нагрузку на цементный камень (на 3–5 т). После установки цементных мостов ствол скважины заполняется буровым раствором, позволяющим создать давление на забой выше пластового. Верхние 5-7 метров ствола скважины заполняются нейтральной незамерзающей жидкостью.

При ликвидации скважины без спущенной эксплуатационной колонны, в интервалах залегания газонефтеводонасыщенных пластов должны быть установлены цементные мосты. Высота каждого моста должна быть равна высоте толщины пласта плюс 20 метров выше кровли и 20 метров ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается высотой не менее 50 метров.

При ликвидации скважины со спущенной эксплуатационной колонной в интервалы перфорации обсадной колонны должны быть установлены цементные мосты по всей его мощности и на 20 метров ниже и выше интервала перфорации, а также интервалов негерметичности, установки муфт ступенчатого цементирования, мест стыковок, при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн. В башмаке последней обсадной колонны должен быть установлен цементный мост на 50 метров выше и на 20 метров ниже башмака колонны.

Для установки мостов при ликвидации 5 скважин, в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (приказ № 200 от 22.05.2018 г.) (1), потребуется:

**Таблица 4.1 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов при ликвидации проектных скважин**

Скважина	Глубина скв, м.	Результаты бурения, опробования	Кол-во мостов при ликвидации	Общий объем цементного раствора при ликвидации, $\text{м}^3$	Объем компонентов при ликвидации	
					Цемент, тн.	Вода, $\text{м}^3$
Булак 1-Г	3256	Восстановление бетонной тумбы на устье. Замена таблички				
Булак 2-Г	3158	Восстановление бетонной тумбы на устье. Замена таблички				
Западный Булак 1-Г	3376	Восстановление бетонной тумбы на устье. Замена таблички				
Центральная 1-П	3640	Установка бетонной тумбы на устье. Замена таблички				
Найман 1-Г	1690	Установка бетонной тумбы на устье. Замена таблички				
Жолоткен 1-Г	3040	Восстановление бетонной тумбы на устье. Замена таблички				
Бугуджилъская 1	2450	проект – 2 объекта испытания	3	7,45	9,7	5,3
Тамгалинская 1	3280	<i>В процессе бурения:</i>	2	4,63	6,2	3,3
		2675-2730 м - слабый газ				
		<i>В колонне:</i>				
		3128,2-3280 м - сухо				
Тамгалытар 6	2952	<i>В процессе бурения:</i>	2	5,93	7,7	4,2
		2494-2542 м - сухо				
Тамгалытар 8	3040	<i>В процессе бурения:</i>	3	3,68	4,8	2,6

		2709,36-2787,4 м - приток газа дебитом 1 тыс. м <sup>3</sup> /сут				
		<i>В колонне:</i>				
		2217,1-2234,6 м – слабый газ				
		2726-2767 м - слабый газ				
Жамансай SK-1018	2196	проект – 3 объекта испытания	4	9,81	12,8	7

### Оборудование устья скважин при их ликвидации

Нормативным документом при выполнении работ является приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200 об утверждении «Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана», зарегистрированный в Министерстве юстиции Республики казахстан 19 июня 2018 года.

На устье скважины устанавливается армированная бетонная тумба размером 1×1×1 метров, где устанавливается табличка, на которой рельефно (для обеспечения сохранности данных) указывается номер и географические координаты скважины, наименование месторождения, недропользователь, дата ликвидации.

### Расход ГСМ при ликвидации скважин

#### Подъёмный агрегат для работ по ликвидации скважин - УПА - 60/80

Силовой агрегат ЯМЗ-238

Мощность (кВт), N=176

Удельный расход топлива (г/кВт.час), Q<sub>T</sub> = 200

Удельный расход масла (г/кВт.час), Q<sub>M</sub>=0,3% Q<sub>T</sub> = 0,60

Продолжительность работы агрегата при установке 1 цементного моста (час), T = 48

#### Насосный агрегат – ЦА-320М

Силовой агрегат ЯМЗ-236

Мощность (кВт), N=169 У

Удельный расход топлива (г/кВт.час), Q<sub>T</sub> = 197

Удельный расход масла (г/кВт.час), Q<sub>M</sub>=0,3% Q<sub>T</sub> = 0,59

Продолжительность работы агрегата при установке 1 цементного моста (час), T = 12

#### Дизельная электростанция АД-100

Мощность (кВт), N=100

Удельный расход топлива (г/кВт.час), Q<sub>T</sub> = 182

Удельный расход масла (г/кВт.час), Q<sub>M</sub>=0,3% Q<sub>T</sub> = 0,55

Продолжительность работы агрегата при установке 1 цементного моста (час), T = 72

Таблица. 4.2. Расход ГСМ при ликвидации пробуренных скважин, т

Скважина	Кол-во цем. мостов	УПА 60/80		ЦА-320М		АД-100		Всего	
		Топливо	масло	Топливо	масло	Топливо	масло	Топливо	масло
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бугуджильская 1	3	5,069	00,15	1,199	0,004	3,931	0,012	10,199	0,031
Тамгалинская 1	2	3,379	0,010	0,799	0,002	2,621	0,008	6,799	0,020
Тамгалытар 6	2	3,379	0,010	0,799	0,002	2,621	0,008	6,799	0,020
Тамгалытар 8	3	5,069	00,15	1,199	0,004	3,931	0,012	10,199	0,031

Жамансай SK-1018	4	6,758	0,020	1,598	0,005	5,242	0,016	13,598	0,041
------------------	---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	-------

**Таблица. 4.3. Продолжительность работ по восстановлению бетонной тумбы на устье и замены таблички**

Скважина	Установка бетонной тумбы, сут.	Замена таблички, сут.	Общая продолжительность, сут.
1	2	3	4
Булак 1-Г	0,875	0,09	<b>0,965</b>
Булак 2-Г	0,875	0,09	<b>0,965</b>
Западный Булак 1-Г	0,875	0,09	<b>0,965</b>
Центральная 1-П	0,875	0,09	<b>0,965</b>
Найман 1-Г	0,875	0,09	<b>0,965</b>
Жолоткен 1-Г	0,875	0,09	<b>0,965</b>

**Таблица. 4.4. Продолжительность ликвидации пробуренных скважин**

Скважина	Монтаж ПУ, сут.	Ликвидация скв., сут.	Установка бетонной тумбы и таблички, сут.	Демонтаж, сут.	Рекультивация нарушенных земель, сут.	Общая продолжительность, сут.
1	2	3	4	5	6	7
Бугуджилъская 1	2	9,3	0,7	2	4	<b>18</b>
Тамгалинская 1	2	7,7	0,7	2	4	<b>16,4</b>
Тамгалытар 6	2	7,7	0,7	2	4	<b>16,4</b>
Тамгалытар 8	2	9,3	0,7	2	4	<b>18</b>
Жамансай SK-1018	2	9,8	0,7	2	4	<b>19,5</b>

## **5 СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ТРУДА И ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**

Все операции по ликвидации объекта недропользования осуществляются в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по промышленной безопасности, а также материалами аттестации фонда скважин. Ликвидация скважин производится силами бригад КРС, имеющих на балансе подъемный агрегат для проведения спускоподъемных операций с НКТ и бурильными трубами, промывки, глушения скважин и других видов работ, а также цементируемые агрегаты.

### **5.1 Техника безопасности. Охрана труда**

Для создания безопасных условий труда при ликвидации скважин подъемный агрегат должен быть оснащен техническими средствами (устройствами, приспособлениями и приборами), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные процессы и повысить безопасность и технический уровень их выполнения.

Безопасные условия и охрану труда в организации обязан обеспечить работодатель.

Все работники организаций, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний.

Подготовка и аттестация по вопросу промышленной безопасности рабочих основных профессий осуществляется в порядке, установленном Госгортехнадзором РК.

К работам на опасном производственном объекте допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Работники должны владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях.

К руководству работами по ликвидации аварий допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты, используемые в производственных процессах, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Республике Казахстан, и иметь сертификаты соответствия.

### **5.2 Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда**

Для обеспечения безопасных условий труда при ликвидации скважин и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, спецобувью и др.), средствами защиты от шума и вибраций, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами.

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусмотреть аварийное освещение, а в зонах работ, на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников.

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (вышечно-лебедочный блок, противовыбросовое оборудование, операторная) следует применять газоразрядные светильники, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок, неотапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные светильники.

Для улучшения условий видения и снижения ослепляемости световые приборы на мачте должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не должен превышать 20%.

Светильники производственных помещений следует чистить не реже шести раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже четырех раз в год.

Норма освещенности рабочих мест и рекомендуемое размещение светильников приведены в таблице 9 в соответствии с действующими строительными нормами.

В соответствии с СН 276-74, СНиП-1У-2-82 "Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий" и РД 39-22-719-82 "Нормы санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин" площадка скважины должна быть оборудована санитарно бытовыми помещениями.

Ввиду удаленности площадок скважин от населенных мест, их размещение на непригодных для использования в сельском хозяйстве землях, специальных мероприятий по созданию санитарно-защитных зон проектом не предусматривается.

### **5.3 Взрывопожаробезопасность**

Требования по обеспечению взрывобезопасности определяются классом и границами взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях подъемного агрегата и индивидуальной площадки скважин в целом.

Классификация взрывоопасных зон:

зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа;

зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа;

зона 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее проявления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

Взрывопожаробезопасность при ликвидации скважины обеспечивается следующими мероприятиями:

1. Монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровой установки или подъемного агрегата должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭП), и "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ-02).

2. Электрооборудование (эл. двигатели, машины, аппараты, устройства) контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах площадки ликвидации скважины, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, виду взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

3. Отечественное электрооборудование должно иметь взрывозащитную маркировку, импортное - сертификат изготовителя о допустимости эксплуатации его во взрывоопасной зоне и среде.

При использовании взрывозащищенного оборудования, не имеющего маркировки по взрывозащите, изготовленного специализированными организациями или отремонтированного с изменением узлов и деталей, обеспечивающих взрывозащиту, необходимо наличие письменного разрешения аккредитованной в установленном порядке испытательной организации.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

На взрывопожароопасных объектах должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА) согласно "Требованиям промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли", в котором необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварии и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загорания или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

Площадка скважины должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения. В процессе ликвидации скважины (подготовительные работы, работы по ликвидации скважины) должны осуществляться следующие мероприятия, повышающие безопасность: -все работы по монтажу и демонтажу установки, перетаскиванию оборудования могут быть начаты только при выдаче бригаде наряда на их проведение;

-проведение электрогазосварочных работ во взрывоопасных зонах должны проводиться только при наличии нарядов на проведение этих работ, утвержденных главным инженером предприятия;

-расстановка агрегатов, оборудования, приспособлений и устройство площадок в зоне работ осуществляется в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными техническим руководителем предприятия;

-все рабочие бригады, участвующие в ликвидации скважины, должны выполнять работы, соответствующие их квалификации и допуску. Перед началом проведения работ на скважине бригада должна быть ознакомлена с планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, пластовому давлению, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам

при их проведении. С исполнителями работ должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей;

-устья скважины должно быть обвязано и герметизировано в соответствии с утвержденной схемой обвязки ПВО и оборудованием устья, предусмотренном в проекте (плане работ);

-должен осуществляться постоянный контроль за исправностью работы ПВО;

-должен осуществляться постоянный контроль за исправностью заземляющих устройств, а также должна производиться установка временных заземлений передвижной техники, используемой в технологических процессах (каротажной станции, подъемников, цементировочных агрегатов, и пр.);

-во всех взрывоопасных зонах должно быть исключено использование открытого огня, ремонтные и аварийные работы в этих зонах необходимо производить с использованием обмедненного инструмента и пара;

-работы, связанные с ликвидацией возможных нефтегазопроявлений, должны производиться по утвержденным планам работ и под руководством инженерно-технических работников.

#### **5.4 Требования к безопасному ведению работ при ликвидации скважин**

При производстве работ по ликвидации скважин с подъемного агрегата требования к безопасному ведению работ следующие: -перед проведением работ территория вокруг скважины должна быть спланирована с учетом расстановки оборудования и освобождена от посторонних предметов, а в зимнее время - очищена от снега; -подъемные агрегаты для ликвидации скважин должны устанавливаться на приустьевой площадке в соответствии с инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя; -передвижные насосные агрегаты, предназначенные для работы на скважинах, должны снабжаться запорными и предохранительными устройствами, иметь приборы, контролирующие основные параметры технологического процесса, выведенные на пульт управления (в кабину агрегата);

-перед началом работ скважина должна быть заглушена жидкостью с плотностью, соответствующей "Требованиям промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли" (6). Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического;

-перед разборкой устьевого арматуры скважины давление в трубном и затрубном пространствах должно быть снижено до атмосферного. Скважину, оборудованную забойным клапаном-отсекателем, в котором планом работ не предусмотрено проведение предварительного глушения, необходимо остановить, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов;

-разборка устьевого арматуры производится после визуального установления прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней; - при проведении работ устье скважины должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны в присутствии представителя аварийно-спасательной службы и получить разрешение на дальнейшее производство работ;

-для предотвращения и ликвидации, возможных газонефтеводопроявлений блок долива устанавливается и обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался, самодолив или принудительный долив с помощью насоса (агрегата для промывки скважины). Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку;

-скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины находящемся на растворном узле или непосредственно на скважине;

-агрегаты должны быть установлены на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и таким образом, чтобы их кабины не были обращены к устью Расстояние между агрегатами должно быть не менее 1 м;

-запрещается проводить спускоподъемные операции без исправного индикатора веса, а также вести работы, связанные с нагрузкой на мачту (вышку) независимо от глубины скважины;

-оборудование, механизмы и КИП должны иметь паспорта заводовизготовителей, в которые вносятся данные об их эксплуатации и ремонте. Запрещается эксплуатация оборудования при нагрузках и давлениях превышающих допустимые по паспорту. Все применяемые грузоподъемные машины и механизмы должны иметь ясно обозначенные надписи об их предельной нагрузке и сроке очередной проверки;

-проведение работ по монтажу, демонтажу и ремонту вышек и мачт не допускается при ветре со скоростью 15 м/с и выше, во время грозы, сильного снегопада, при гололедице, ливне, тумане (с видимостью менее 50 м), в темное время суток без искусственного освещения, обеспечивающего безопасное ведение работ;

-спускоподъемные операции при ветре со скоростью 15 м/с и более (если меньшая скорость ветра не предусмотрена инструкцией по эксплуатации подъемного агрегата), во время ливня, сильного снегопада, тумана с видимостью менее 50 м, неполного состава вахты запрещаются;

-при обнаружении газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

### **5.5 Меры по обеспечению радиационной безопасности персонала и населения**

Согласно санитарным требованиям «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (СЭТОРБ-2015), утвержденных приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

Процесс ликвидации месторождения связан с образованием металлолома.

Партия металлолома, то есть отдельно складированное количество металлолома (количество металлолома, загруженного в одну или несколько транспортных единиц — платформу, вагон, автомашины, грузовой контейнер), может допускаться к реализации, если:

- МЭД гамма-излучения от поверхности лома не превышает 0,2 мкЗв/ч над естественным радиационным фоном местности;
- плотность альфа-излучения — не более 0,04 беккерель на сантиметр квадратный (далее — Бк/см<sup>2</sup>);
- плотность потока бета-излучения — не более 0,4 Бк/см<sup>2</sup>.

При выявлении радиационного загрязнения на отдельных участках партии металлолома производственный радиационный контроль должен включать:

- полное обследование всей партии металлолома с целью обнаружения всех локальных источников гамма-излучения;
- проведение измерений МЭД гамма-излучения на поверхности партии металлолома;
- обязательную и полную проверку наличия поверхностного загрязнения металлолома альфа- и бета-активными радионуклидами;
- определение наличия гамма-излучения содержащихся в металлоломе радионуклидов с доверительным значением нижней границы определения МЭД гамма-излучения (над естественным радиационным фоном) не более 0,05 мкЗв/ч;
- достоверное выявление в местах проведения измерений наличия плотности потока альфа-излучения, превышающей 0,04 Бк/см<sup>2</sup>; достоверное выявление в местах проведения измерений наличия плотности потока бета-излучения, превышающей 0,4 Бк/см<sup>2</sup>.

## **6. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ПОСЛЕ РАЗВЕДОЧНОГО ПЕРИОДА**

### **6.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Предусматривается постоянное проведение контроля качества соединений и материала.

Для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами от дизельных генераторов необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратур.

Сыпучие материалы должны храниться в закрытых помещениях или в контейнерах на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли и снабженных навесом.

На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами).

Обслуживающий персонал будут оснащены индивидуальными средствами защиты.

При выполнении мероприятий по сокращению выбросов рекомендуется:

- уменьшить, по возможности, движение транспорта на территории;
- упорядочить движение транспорта и другой техники по территории рассматриваемого объекта.

С целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотрено ведение производственного мониторинга.

### **6.2. Мероприятия по снижению воздействия на поверхностные и подземные воды**

Водных объектов с постоянным стоком на территории месторождения нет.

С целью дальнейшего снижения отрицательного воздействия на подземные воды и предотвращение неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования. Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы и технологические емкости.

Основными мероприятиями по снижению негативной нагрузки на подземные воды является планировка и устройство технологических объектов с целью предотвращения загрязнения поверхностного стока и подземных вод, а также гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов.

При проведении изоляционно-ликвидационных работ объектов недропользования выполняются мероприятия, обеспечивающие минимальное воздействие и рациональное использование водных ресурсов:

- соблюдение природоохранных требований и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов Общества;
- контроль за объемом водопотреблением и водоотведением объектов;
- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;
- перевозка жидких и твердых объектов, а также ГСМ в герметичных специальных контейнерах, исключающих возможность загрязнения окружающей среды во время их транспортировки или в случае аварии транспортного средства;
- обеспечение недопустимости залповых сбросов вод на рельеф местности;
- организация и проведение работ по мониторингу качества подземных вод;
- разработка Плана ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК и т.д.

В целом принятые решения по охране подземных вод отвечают требованиям водоохранного законодательства РК.

Мероприятия по снижению воздействия на подземные воды условно можно разделить на две группы: общие меры и мероприятия по защите непосредственно грунтовых вод.

Они в свою очередь делятся на технические и технологические меры для первой группы и профилактические и специальные для второй группы.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- выбор местоположения загрязняющего объекта, при котором его отрицательное воздействие на окружающую среду и грунтовые воды, в частности, будет минимальным;
- оценка воздействия проектируемого объекта на грунтовые воды и окружающую среду;
- изучение защищенности грунтовых вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения грунтовых вод.

К специальным мероприятиям относятся:

- ликвидация областей загрязнения подземных вод путем откачки их из центра области загрязнения;
- откачку загрязненных подземных вод для локализации области загрязнения и недопущения дальнейшего распространения загрязняющих веществ по водоносному горизонту.

Осуществление специальных защитных мероприятий требует больших материальных затрат и зачастую сопряжено со значительными техническими трудностями. Поэтому в охране подземных вод важное значение имеют профилактические мероприятия.

### **6.3 Мероприятия по охране почво-растительного покрова и животного мира**

Процесс ликвидации объектов недропользования окажет определенное воздействие на почвы. В целях защиты почв от воздействия работ предусматривается ряд природоохранных мер.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе ликвидации включает в себя:

- сооружение систем накопления и хранения отходов ликвидации и консервации объектов недропользования в места их организованного сбора;

- обустройство мест локального сбора и хранения отходов.

Для снижения негативного воздействия проводимых работ на почвенно-растительный покров и животный мир на территории месторождения разработаны следующие мероприятия:

- запрет на движение транспорта вне площадки и дорог;

- использование экономичного и экологического оборудования;

- своевременное проведение технического обслуживания и проверки автотранспорта и оборудования, ремонтных работ;

- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;

- перевозка жидких и твердых отходов, а также ГСМ в герметичных специальных контейнерах, исключающих возможность загрязнения окружающей среды во время их транспортировки или в случае нештатной ситуации (аварии) транспортного средства;

- обеспечение недопустимости залповых сбросов сточных вод на рельеф местности или водные объекты;

- организация и проведение работ по мониторингу качества окружающей среды;

- разработка плана ликвидации аварийных ситуаций;

- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК и т.д.

В целом принятые мероприятия должны минимизировать негативное воздействие в процессе ликвидации объектов недропользования на почвенно-растительный покров и животный мир прилегающих территорий.

Мероприятиями по охране растительного и животного мира при ликвидации объектов недропользования на месторождении предусматриваются:

- профилактические меры по сохранению растительного и животного мира;

- обязательное проведение компенсационных мероприятий;

- экологическое обучение персонала;

- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;

- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;

- трассы перетаскивания установок необходимо совместить с другими, ранее проложенными трассами, по территории, наименее чувствительной к техногенным нарушениям;

- захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить

- только на специально оборудованных полигонах;
- организация и проведение мониторинговых работ.

#### **6.4 Мероприятия по охране недр**

Наиболее сложной и ответственной задачей при ликвидации нефтепромыслов и находящихся на них скважин является охрана недр.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» Республики Казахстан.

Недропользователь несет полную ответственность за состояние охраны недр, так и в процессе ликвидации его объектов. Ответственность за соблюдение требований законодательства в области охраны недр несет непосредственно руководитель Компании, осуществляющего пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе ликвидации объектов недропользования на месторождении предусматривают:

- обеспечение полноты достоверной оценки состояния объектов недропользования перед их ликвидацией;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- достоверный учет извлеченных и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- соблюдение установленного порядка ликвидации объектов недропользования;
- надежную прочность и герметичность цементных мостов, отсекающих продуктивные горизонты, водопринимающие пласты в скважинах;
- разработку мероприятий по предупреждению осложнений в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ, если таковые появятся.

#### **6.5 Мероприятия по радиационной безопасности персонала и населения**

Все природные органические соединения являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в газе, газовом конденсате, нефти, пластовых водах и их коллекторах является естественным геохимическим процессом.

В этой связи конденсат и образующиеся со временем донные осадки необходимо рассматривать с позиции радиационной безопасности как минеральное сырье, содержащее радиоактивные вещества.

К радиоактивным отходам относятся: металлолом, соли с внутренней поверхности труб, грунт в местах массивованных изливов пластовой воды, обработавшие источники ИИ.

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261, «Основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСП-72/87).

При оценке радиационной ситуации надо использовать существующие нормативные документы - Нормы радиационной безопасности (НРБ-96) и Критерии принятия решений (КПР-97). В качестве основного критерия оценки радиологического состояния должен быть принят уровень мощности экспозиционной дозы (МЭД) гаммаизлучения 60 мкР/час. 60 микрорентген в час создает дозовые нагрузки более 5 мЗв/год. Дозовая нагрузка на население не более 5 мЗв/год регламентирована нормативными документами.

При обнаружении участков возможного радиоактивного техногенного загрязнения МЭД гамма-излучения более 60 мкР/час вопросы радиационной безопасности должны решаться в соответствии с директивным письмом министерства геологии № 5-7/4094 от 21 октября 1991 года – «Рекомендации по обеспечению радиационной безопасности при работе с нефтью».

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.

В соответствии с законом РК «О радиационной безопасности населения» статья 10, производство, обработка, применение, хранение, транспортирование источников ионизирующих излучений, переработка и обезвреживание радиоактивных отходов осуществляется с разрешения и под контролем Государственного санитарного надзора, которым предоставляется вся информация, необходимая для оценки возможной радиационной опасности для персонала и населения и санитарного состояния соответствующего учреждения.

Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

#### **6.6 Меры, исключаящие на период консервации не санкционированное использование и доступ к законсервированным объектам**

Во время ликвидации будут применяться следующие меры, исключаящие на период ликвидации не санкционированное использование и доступ к ликвидируемым объектам:

- репером высотой не менее 0,5 м и на металлической таблице электросваркой указывается номер скважины, месторождение (площадь), предприятие-пользователь недр, дата ее ликвидации.
- Вся техника, используемая в процессе ликвидационных работ, будет находиться на специализированной стоянке.
- Объект будет охраняться охранным агентством: каждая машина проверяется перед въездом, без допуска не разрешается въезд на территорию.

#### **6.7 Мероприятия по защите окружающей среды от негативного действия отходов**

На предприятии предусматривается ряд мер по предупреждению и смягчению негативного воздействия отходов на окружающую среду:

- все промышленные предприятия несут ответственность за сбор и утилизацию отходов согласно требованиям РК в области ТБ и ООС;
- использование экономичного и экологического оборудования;
- проведение рекультивационных работ нарушенных территорий;

- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;
- своевременное проведение технического обслуживания и проверки автотранспорта и оборудования, ремонтных работ;
- организация и проведение работ по мониторингу качества окружающей среды;
- разработка плана ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК и т.д.

В целом принятые мероприятия должны минимизировать негативное воздействие в процессе ликвидации объектов недропользования на почвенно-растительный покров от негативного воздействия отходов

### **6.8 Меры по рекультивации нарушенных земель**

При ликвидации производственных объектов обеспечивается безопасность для жизни и здоровья населения, охрана зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, вод, животного мира и других объектов окружающей среды.

Экологические критерии являются доминирующими при принятии решения о ликвидации производственных объектов. Это объясняется тем, что ее организация не должна вызвать негативных изменений окружающей среды в ареале проводимых работ.

При проектировании ликвидации промышленных объектов в обязательном порядке должны учитываться:

- разработка программы ликвидации последствий своей деятельности по недропользованию;
- разработка вопросов рекультивации ликвидируемых объектов;
- техническая рекультивация объекта;
- биологическая рекультивация ликвидируемых объектов, если есть в этом необходимость.

Рекультивация ликвидируемых объектов производства - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности восстанавливаемых территорий, а также на улучшение окружающей среды.

Ликвидация объектов месторождения предполагает выполнение таких мероприятий, как:

- демонтаж всего оборудования;
- демонтаж систем обвязки оборудования, в том числе находящегося в подземном варианте исполнения;
- демонтаж фундаментов и фундаментных блоков;
- ликвидация скважин по особому плану;
- очистка освобожденной территории от техногенной производственной деятельности;
- выравнивание территории;
- уплотнение верхнего слоя почвы с увлажнением (против ветровой эрозии);
- подвоз плодородного слоя почвы (при биологической рекультивации);
- посев трав и кустарничков (при биологической рекультивации);
- мониторинг воздействия на окружающую среду в процессе всего ликвидационного периода.

Земли, нарушенные в результате функционирования месторождения, по минимизации в них надобности приводятся в состояние, пригодное для дальнейшего использования.

При выборе варианта рекультивации принимают во внимание следующие аспекты: нужды местных властей и населения, состояние существующей флоры и фауны, характер и объем загрязнений, практическую осуществимость, сроки проведения рекультивации, стоимость рекультивационных работ.

Инженерная рекультивация включает удаление и захоронение строительных отходов, дополнительную планировку местности, ремонт и укрепление насыпей, засыпку выемок и срезок. После инженерной рекультивации проводится биологическая рекультивация, которая состоит в активизации естественного зарастания и искусственном создании растительных покровов различного вида, назначения и продуктивности.

*При технической рекультивации* осуществляются мероприятия, предотвращающие или препятствующие развитию водной или ветровой эрозии почв, засолению или другим формам утраты плодородия земель. Использованным территориям придается горизонтальная планировка, производится уплотнение верхнего слоя с поливом, что создает некую корку, не поддающуюся ветровой и водно-дождевой эрозии.

Главная задача технической рекультивации является создание, после завершения всего комплекса работ, на площадках рекультивации оптимально организованного и экологически сбалансированного устойчивого ландшафта, пригодного для дальнейшего использования по целевому назначению и ликвидация негативного воздействия на окружающую среду.

Техническая рекультивация на площадках земельных участков выполнена с учетом существующего рельефа, отсутствия почвенно-растительного слоя на территории площадок, обеспечения стока поверхностных (атмосферных) вод.

До начала производства работ по рекультивации земель территорий скважин и необходимо выполнить подготовительные работы.

К основным видам подготовительных работ относятся:

- транспортировка оборудования и спецтехники для проведения рекультивации;
- забивка флажков территории обозначение площади.

Основные виды работ по технической рекультивации:

- разработка грунта;
- уплотнение грунта;
- планировка поверхности.

При проведении работ должны выполняться следующие требования:

- к управлению и техническому обслуживанию строительной техники допускаются лица, прошедшие обучение и имеющие удостоверение на право управления соответствующей техникой;

- все работающие обязаны сдать техминимум по безопасности производства работ по специальности, систематически должна производиться проверка знаний и обучение передовым методам работы в соответствии с общим планом проведения работ;

- к работе допускаются только исправные машины, технические данные которых отвечают требованиям технологического процесса и условиям работ;

- перед началом работ машинист обязан ознакомиться с участком, на котором будет производиться разработка грунта, и оценить его как с позиции рационального и производительного использования техники, так и с позиции требований правил техники безопасности;

- при наборе и перемещении грунта бульдозерами не допускаются повороты машин с заглубленным рабочим органом;

- при разработке, перемещении и планировке грунта бульдозерами, работающими в паре и идущими один за другим, расстояние между ними должно быть не менее 10 м;
- максимальные углы откоса забоя при работе бульдозера не должны превышать:
- на подъем - 250
- под уклон - 300;
- не допускается работа машин на участках с поперечным уклоном более 300;
- заправку горюче-смазочными материалами производится специальными заправочными машинами.

*Биологический этап рекультивации:*

1. Посев многолетних трав.

По данным изыскательских исследований, почвы представлены в основном суглинистыми и являются солончаковыми.

Солончаки — это почвы, засоленные с поверхности, содержащие в верхней 10-сантиметровой толще легкорастворимые (токсичные) соли в количестве не менее 1% (по данным водной вытяжки). Солончаки чаще всего формируются в условиях аридного и семиаридного климата степной, сухостепной и полупустынной зон.

На данной территории почвы характеризуются высоким содержанием токсичных солей, обменного натрия. Содержание гумуса очень низкое.

Почвы в основном очень сильнозасоленные, засоление сульфатное, хлоридно-сульфатное.

Биологический этап рекультивации предусматривает только посев многолетних трав.

Для биологической рекультивации засоленных почв используются травы-галофиты — экологически, физиологически и биохимически специализированные растения, способные нормально функционировать в условиях высокого содержания солей в почве.

Некоторые виды трав-галофитов, на выбор можно использовать любые эти приводятся для информации:

1. Сорго обыкновенное (*Sorghum vulgare*). Зернофуражная культура, экономнее других расходует влагу и легче переносит высокие температуры.

2. Солодка голая (*Glycyrrhiza glabra*). Многолетнее травянистое растение с мощной корневой системой.

3. Мятлик луковичный (*Poa bulbosa*). Многолетняя злаковая культура с мочковатой корневой системой, проникающей на глубину до 60 см.

Выращивание солеустойчивых многолетних трав повышает биологическую активность засоленных почв и улучшает их структуру.

## **7 РАСЧЕТ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ЛИКВИДАЦИОННЫХ РАБОТ**

Сметная документация стоимости составлена в текущем уровне цен на РП «Проект ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

При составлении сметной документации приняты:

1. Туркестанская область, Сузакский район -13.13
2. Общеплощадочные затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке), согласно НДЦС РК 8.04-09-2022, табл. 1, п. 1.3 - (8,2%);
3. МРП 2024 года = 3692 тенге;

4. Сметная прибыль, согласно НДЦС РК 8.01-08-2022 п.8.2.65.2 - 5%;
5. Непредвиденные работы и затраты, по НДЦС РК 8.01-08-2022, п.8.2.66.4 а) - 3,5%.

**РАСЧЕТ** стоимости мобилизации и демобилизации необходимого оборудования и персонала для ликвидации скважины на месторождении

**1. Мобилизация и демобилизация**

Для доставки необходимого оборудования от базы на расстояние 560 км потребуется 5 рейсов автоприцепов (площадок) КАМАЗ г/п 18 тн.

## СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контактной территории  
АО "Sozak Oil and Gas" "Созак Ойл энд Газ"  
(наименование стройки)

в текущих ценах на 4 квартал 2024 г

№ п/п	Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, тыс. тенге
			Строительно-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
1	2	3	4	5	6	7
<b>Часть II. Строительство</b>						
<b>Глава 2. Основные объекты строительства</b>						
1	2-1-1	Ликвидация скажин	114682,815	--	--	114682,815
2	1-1-1	Восстановление 4 тумб на скважинах, установка тумб на 2 скважинах и замена табличек на 6, ранее ликвидированных скважинах	885,249	--	--	885,249
		<b>Всего по главе</b>	<b>115 568,064</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	<b>115 568,064</b>
<b>Глава 8. Затраты на организацию и управление строительством</b>						
3	НДЦС РК 8.04-09-2022, табл. 1, п. 1.3	Затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке в целом (общеплощадочные затраты) 8,2%	9 476,581	--	--	9 476,581
5	НДЦС РК 8.01-08-2022, прил. А, п. 8.11	Затраты, связанные с командировкой рабочих, привлекаемых для выполнения строительных, монтажных и специальных строительных работ	--	--	1606,02	1606,02
6	НДЦС РК 8.01-08-2022 п.8.2.65.2	Сметная прибыль 5%	473,829	--	--	473,829
7	НДЦС РК 8.01-08-2022, п.8.2.66.4 а)	Непредвиденные работы и затраты-3,5%	331,680	--	--	331,680
		<b>ИТОГО ПО ГЛАВЕ 8</b>	<b>10 282,091</b>	<b>--</b>	<b>1 606,020</b>	<b>11 888,111</b>
		<b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8</b>	<b>125 850,155</b>	<b>--</b>	<b>1 606,020</b>	<b>127 456,175</b>

<b>Глава 9. Мониторинг</b>						
8	СЦИ РК 8.03-04-2023 раздел 2	Мониторинг	--	--	427,564	427,564
		<b>ИТОГО ПО ГЛАВЕ 9</b>	--	--	<b>427,564</b>	<b>427,564</b>
		<b>ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-9</b>	--	--	<b>2 033,584</b>	<b>127 883,739</b>
<b>Налог на добавленную стоимость по годам строительства, 12%</b>						
9	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость 2024 г.- 12%	--	--	15 346,049	15 346,049
		<b>Итого налог на добавленную стоимость</b>	--	--	<b>15 346,049</b>	<b>15 346,049</b>
		<b>Всего по сводному сметному расчету</b>	<b>125 850,155</b>	--	<b>16 952,069</b>	<b>142 802,223</b>

## СМЕТА

на командировочные расходы

Ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контактной территории АО "Sozak Oil and Gas" "Созак Ойл энд Газ"

№ п/п	Перечень выполняемых работ	Кол-во, чел.-час	Средняя оплата командировочных, чел.-час	Оплата труда (всего)
1	2	3	4	5
1	Ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контактной территории АО "Sozak Oil and Gas" "Созак Ойл энд Газ"	552,40	2769	1529595,6
2	Восстановление 4 тумб на скважинах, установка тумб на 2 скважинах и замена табличек на 6, ранее ликвидированных скважинах	27,6	2769	76424,4
	<b>Итого</b>			<b>1 606 020,00</b>

НАИМЕНОВАНИЕ СТРОЙКИ- Ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контактной территории АО "Sozak Oil and Gas" "Созак Ойл энд Газ"

ФОРМА 4

НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА- Ликвидация скважин

ОБЪЕКТ НОМЕР

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-01-01  
(Локальный сметный расчет)

НА Ликвидация скважин

ОСНОВАНИЕ: РП

Сметная стоимость 114682,815 тыс.тенге  
Сметная заработная плата 38016,667 тыс.тенге  
Нормативная трудоемкость 9,581 тыс.чел-ч

Составлен (а) в ценах июня 2024 г.

№ п/п	Шифр норм, код ресурса	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	: Стоимость единицы, тенге			: Общая стоимость, тенге			: Накладные расходы, тенге		: Стоимость с НР и СП тенге
					: Всего	: экспл. машин	: ЗП рабочих строителей	: Всего	: экспл. машин	: зарплата: строителей	: экспл. машин	: в т.ч. ЗП: вание, мебели, инвентарь	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1.	1337-0102-0107	-Демонтаж устьевого арматуры и оборудования ПВО, весом 1,82 тн.	шт.	5	116173	29203	580865	146015	--	--	580865		
	РСНВ РК 2022	Кэтр и Кэм=1,03			86970	7618	434850	38090	--	--			
	Р. 1337	ТЧ п.6											
	Кэтр=1,25	Кэм=1,25											
2.	1337-0102-0107	-Монтаж подъемного агрегата, вспомогательного оборудования, рабочей площадки, приемного моста со стеллажом.	шт.	5	670548	73009	3352740	365045	269890	--	3352740		
	РСНВ РК 2022	Кэтр и Кэм=1,03			543561	19046	2717805	95230	--	--			
	Р. 1337												

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ТЧ п.6 Кэтр=1,25 , Кэм=1,25	Монтаж оборудования с установленными на нем площадками, лестницами, обвязкой и изоляцией, применен коэффициент к затратам труда - 1,25, времени эксплуатации машин и механизмов - 1,25									
3.	222-509-1 001 РСНБ РК 2022	-Подкладки металлические	тн	2	1114679	--	2229358	--	2229358	--	2229358
4.	1308-0301 -0122 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,03 Изм. и доп. вып. 28	-Машина, поступающая в собранном виде, масса до 0,5 т. Подготовка к испытанию, сдаче под наладку и пуску, присоединение к электрической сети	шт.	5	14237 11291	52 --	71185 56455	260 --	14470 --	-- --	71185
5.	1337-0104 -0111 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,03	-Машины и механизмы с электроприводом массой свыше 1 т до 15 т при мощности электродвигателя 200 кВт. Испытание на холостом ходу в течение 2 часов	шт.	5	56707 40747	-- --	283535 203735	-- --	79800 --	-- --	283535
6.	1104-0201 -0403 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,04 . ТЧ 04 п.3.58 Кэтр=0,7, Кэм=0,7	-Трубы НКТ. Спуск В трубах диаметром до 150 мм, применены коэффициенты к затратам труда рабочих- строителей - 0,7; к времени эксплуатации машин - 0,7	м спуска или подъема труб	13918	1198 443	723 172	16673764 6165674	10062714 2393896	445376 --	-- --	16673764
7.	1104-0201 -0403 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	-Трубы НКТ. Подъем В трубах диаметром до 150 мм, применены коэффициенты к затратам труда рабочих- строителей - 0,7; к	м спуска или подъема труб	13918	1198 443	723 172	16673764 6165674	10062714 2393896	445376 --	-- --	16673764

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
.	ТЧ 04 п.3.58 Кэтр=0,7, Кэм=0,7	времени эксплуатации машин - 0,7									
8.	1337-0101 -0106 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,03	-Демонтаж бурового станка, массой до 1,5тн	шт.	5	39486	12028	197430	60140	--	--	197430
					27458	3016	137290	15080	--	--	
9.	1106-1501 -0318 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	-Растворы тяжелые кладочные цементные марки 100. Приготовление	м3	31,5	18626	3337	586719	105115	243496	--	586719
					7559	1119	238108	35248	--	--	
10.	216-101-0 702 РСНБ РК 2022	-Портландцемент тампоажный ГОСТ 1581-96 бездобавочный сульфатостойкий	т	41,2	33215	--	1368458	--	1368458	--	1368458
					--	--	--	--	--	--	
11.	1135-0303 -0401 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	-Скважины. Заполнение цементом или цементно-песчаным раствором при их ликвидации	м3	31,5	13126	1246	413469	39249	--	--	413469
					11880	--	374220	--	--	--	
12.	1135-0304 -0103 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	-Скважины. Нагнетание тампоажных растворов в раствора скважины с поверхности земли цементировочным агрегатом	м3	31,5	9706	2022	305739	63693	--	--	305739
					7684	674	242046	21231	--	--	
13.	1135-0303 -0401 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	-Наполнение скважин буровым раствором и нейтральной незамерзающей жидкостью	м3	108,4713	13126	1246	1423794	135155	--	--	1423794
					11880	--	1288639	--	--	--	
14.	422-101-0 130 РСНБ	-Провозная плата за перевозку	т	93,285318	10487	--	978283	--	--	--	978283
					--	--	--	--	--	--	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ПК 2022	нефтепродуктов наливом в цистернах, расстояние перевозки от 541 до 570 км									
15.	261-107-0 360 РСНБ ПК 2022	-Топливо дизельное/незамерзающая жидкость/	тн	93,285318	225987	--	21081269	--	21081269	--	21081269
		Установка тумб 5 шт									
16.	1101-0205 -0401 РСНБ ПК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	-Ямы для стоек и столбов. Копание вручную без креплений без откосов глубиной до 0,7 м. Группа грунтов 1	м3 грунта	10	7037	--	70370	--	--	--	70370
					7037	--	70370	--	--	--	
17.	1101-0205 -0501 РСНБ ПК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	-Траншеи, пазухи котлованов и ямы. Засыпка вручную. Группа грунтов 1	м3 грунта	5	3281	--	16405	--	--	--	16405
					3281	--	16405	--	--	--	
18.	1106-0201 -0104 РСНБ ПК 2022 Кэтр и Кэм=1,04 Изм. и доп. вып. 28	-Фундаменты общего назначения железобетонные объемом до 5 м3. Устройство	м3	5	24125	1564	120625	7820	23510	--	120625
					17859	462	89295	2310	--	--	
19.	212-101-0 601 РСНБ ПК 2022	-Бетон тяжелый класса В15 ГОСТ 7473-2010 без добавок	м3	5,075	25294	--	128367	--	128367	--	128367
					--	--	--	--	--	--	
20.	214-210-0 201 РСНБ ПК 2022	-Сталь арматурная периодического профиля класса А-III (А400) СТ ПК 2591-2014 диаметром от 6 до 12 мм	т	0,075	282360	--	21177	--	21177	--	21177
					--	--	--	--	--	--	
		Установка табличек 5 шт									
21.	1127-0901 -0301 РСНБ ПК	-Информационные таблички. Установка	шт.	5	5509	2357	27545	11785	1415	--	27545
					2869	725	14345	3625	--	--	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2022	Кэтр и Кэм=1,04 Изм. и доп. вып. 28										
22.	222-525-0 101 РСНБ РК 2022	-Металлоконструкции таблички	т	0,0598288	1131473	--	67695	--	67695	--	67695
23.	212-401-0 106 РСНБ РК 2022	-Раствор кладочный цементный ГОСТ 28013-98 марки М150	м3	0,25	28285	--	7071	--	7071	--	7071
24.	1113-0301 -0406 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,02	-Поверхности металлические.Огрунтовк а грунтовкой ГФ-021 за один раз	м2	4,45	492	9	2189	40	596	--	2189
25.	1115-0403 -1003 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,02 Изм. и доп. вып. 28	-Балки, трубы стальные, диаметром от 50 мм и тому подобное.Окраска масляная, количество окрасок 2	м2	4,45	1928	3	8580	13	975	--	8580
26.	1101-0203 -0102 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	Рекультивация нарушенных земель Площади. Планировка механизированным способом. Группа грунтов 2	м2	87500	112	112	9800000	9800000	--	--	9800000
27.	1101-0203 -0103 РСНБ РК 2022 Кэтр и Кэм=1,04	Площади. Планировка механизированным способом. Группа грунтов 3	м2	87500	113	113	9887500	9887500	--	--	9887500
28.	411-101-0 221 РСНБ	-Перевозка строительных грузов бортовыми	т · км	14336	78	--	1118208	--	--	--	1118208

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ПК 2022	автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность до 5 т. Расстояние перевозки 560 км									
		ГСМ									
29.	422-101-0 130 РСНБ ПК 2022	-Провозная плата за перевозку нефтепродуктов наливом в цистернах, расстояние перевозки от 541 до 570 км	т	48,309	10487	--	506616	--	--	--	506616
30.	261-107-0 360 РСНБ ПК 2022	-Топливо дизельное из малосернистых нефтей	т	47,594	225987	--	10755625	--	10755625	--	10755625
31.	217-605-0 201 РСНБ ПК 2022	-Масло моторное ГОСТ 17479.1-2015 для дизельных двигателей	т	0,715	589684	--	421624	--	421624	--	421624
32.	414-103-0 501 РСНБ ПК 2022	Мобилизация, перевозка оборудования между скважинами. Перевозка материалов до ликвидируемых скважин -Конструкции металлические. Погрузка	т	30	1339	--	40170	--	--	--	40170
33.	414-103-0 502 РСНБ ПК 2022	-Конструкции металлические. Разгрузка	т	30	1339	--	40170	--	--	--	40170
34.	414-101-0 201 РСНБ ПК 2022	-Материалы. Погрузка	т	135	1861	--	251235	--	--	--	251235
35.	414-101-0 202 РСНБ ПК 2022	-Материалы. Разгрузка	т	135	1861	--	251235	--	--	--	251235
36.	412-101-0 221 РСНБ ПК 2022	-Перевозка строительных грузов самосвалами вне карьеров. Грузоподъемность свыше 5 до 10 т. Расстояние	т·км	75600	41	--	3099600	--	--	--	3099600

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-----											
		перевозки 500 км									
37.	1338-0101	-Оборудование и	Т	9,1	4149	440	37756	4004	--	--	37756
	-0108	материальные ресурсы.			3709	109	33752	992	--	--	
	РСНБ РК	Перемещение									
	2022	горизонтальное сверх									
	Кзтр и	предусмотренного									
	Кэм=1,03	сборником 200 м, на									
		расстояние до 400 м									
38.	1338-0101	-Оборудование и	Т	7098	1660	311	11782680	2207478	--	--	11782680
	-0109	материальные ресурсы.			1349	77	9575202	546546	--	--	
	РСНБ РК	Перемещение									
	2022	горизонтальное на 400 м									
	Кзтр и	и свыше. Добавлять на									
	Кэм=1,03	каждые следующие 100 м									
		к нормам									
		1338-0101-0103,									
		1338-0101-0106,									
		1338-0101-0108									
-----											
ИТОГО ПО СМЕТЕ:			Тенге								114682815
В ТОМ ЧИСЛЕ:											
		Зарплата рабочих строителей	Тенге				27833010				
		Затраты на эксплуатацию машин	Тенге				42958740				
		в том числе зарплата машинистов	Тенге					10183657			
		Материалов, изделий и конструкций	Тенге				37605546				
		Перевозка грузов	Тенге				6285517				

НАИМЕНОВАНИЕ СТРОЙКИ- Ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контактной территории АО "Sozak Oil and Gas" "Созак Ойл энд Газ"

ФОРМА 4

НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА- Ликвидация скажин

ОБЪЕКТ НОМЕР

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 1-01-01  
(Локальный сметный расчет)

НА Восстановление 4 тумб на скважинах, установка тумб на 2 скважинах и замена табличек на 6, ранее ликвидированных скважинах

ОСНОВАНИЕ: РП

Сметная стоимость 885,249 тыс.тенге  
Сметная заработная плата 575,224 тыс.тенге  
Нормативная трудоемкость 0,139 тыс.чел-ч

Составлен (а) в ценах июня 2024 г.

-----											
						:Стоимость единицы, :				:	
						: тенге		: Общая стоимость, тенге		: Накладные:	
				: Единица :		:-----		:-----		: расходы, :	
№	Шифр	Наименование работ		Коли-	Всего	экспл.	Всего	экспл.	материалы:	тенге	Всего
п/п:	норм,	и затрат	измере-	чество	: машин	: машин	: зарплата:	: машин	оборудо-	Сметная	стоимость
:	код	:	ния	:	: в т.ч. ЗП:	: в т.ч. ЗП:	работчих-:	: в т.ч. ЗП:	вание,	прибыль,	с НР и СП
:	ресурса	:	:	:	чих стро-:	машины-:	строите-:	машины-:	мебель,	тенге	тенге
:	:	:	:	:	ителей	тов	лей	тов	инвентарь:	:	:
-----											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-----											
		Восстановление разрушенных тумб.		4 штуки							
1.				1,2	116593	47992	139912	57590	2961	--	139912
	1146-0401	-Фундаменты	м3								
	-0103	железобетонные.			66134	15042	79361	18050	--	--	
	РСНВ РК	Частичная разборка									
	2022										
	Кэтр и										
	Кэм=1,04										
2.				1,2	178260	408	213912	490	10836	--	213912
	1202-0101	-Фундаменты. Ремонт	м3								
	-0708	отдельными местами			168822	134	202586	161	--	--	
	РСНВ РК										
	2022										
	Кэтр и										
	Кэм=1,04										
3.				0,018	282360	--	5082	--	5082	--	5082
	214-210-0	-Сталь арматурная	т								
	201 РСНВ	периодического профиля			--	--	--	--	--	--	
	РК 2022	класса А-III (А400) СТ									
		РК 2591-2014 диаметром									
		от 6 до 12 мм									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
		Установка тумб с демонтажом разрушенных.		2	штуки							
4.	1146-0401	-Фундаменты	м3	2		116593	47992	233186	95984	4934	--	233186
	-0103	железобетонные.				66134	15042	132268	30084	--	--	
	РСНБ РК	Разборка										
	2022											
	Кэтр и											
	Кэм=1,04											
5.	1101-0205	-Ямы для стоек и	м3	4		7037	--	28148	--	--	--	28148
	-0401	столбов. Копание	грунта			7037	--	28148	--	--	--	
	РСНБ РК	вручную без креплений										
	2022	без откосов глубиной до										
	Кэтр и	0,7 м. Группа грунтов										
	Кэм=1,04	1										
6.	1101-0205	-Траншеи, пазухи	м3	2		3281	--	6562	--	--	--	6562
	-0501	котлованов и ямы.	грунта			3281	--	6562	--	--	--	
	РСНБ РК	Засыпка вручную. Группа										
	2022	грунтов 1										
	Кэтр и											
	Кэм=1,04											
7.	1106-0201	-Фундаменты общего	м3	2		24125	1564	48250	3128	9404	--	48250
	-0104	назначения				17859	462	35718	924	--	--	
	РСНБ РК	железобетонные объемом										
	2022	до 5 м3. Устройство										
	Кэтр и											
	Кэм=1,04											
	Изм. и											
	доп. вып.											
	28											
8.	212-101-0	-Бетон тяжелый класса	м3	2,03		25294	--	51347	--	51347	--	51347
	601	В15 ГОСТ 7473-2010 без				--	--	--	--	--	--	
	РСНБ	добавок										
	РК 2022											
9.	214-210-0	-Сталь арматурная	т	0,03		282360	--	8471	--	8471	--	8471
	201	периодического профиля				--	--	--	--	--	--	
	РСНБ	класса А-III (А400) СТ										
	РК 2022	РК 2591-2014 диаметром										
		от 6 до 12 мм										
10.		Замена табличек на 6 скважинах		6		2447	1414	14682	8484	--	--	14682
	1127-0901	-Информационные	шт.			1033	435	6198	2610	--	--	
	-0301	таблички. Демонтаж										
	РСНБ РК											
	2022											

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Кэтр и Кэм=1,04 Изм. и доп. вып. 28										
11.	1127-0901 -Информационные -0301 таблички.Установка РСНВ РК 2022	шт.		6	5509	2357	33054	14142	1698	--	33054
	Кэтр и Кэм=1,04 Изм. и доп. вып. 28				2869	725	17214	4350	--	--	
12.	222-525-0 -Металлоконструкции 101 РСНВ таблички РК 2022	т	0,0717946		1131473	--	81234	--	81234	--	81234
	Кэтр и Кэм=1,04 Изм. и доп. вып. 28				--	--	--	--	--	--	
13.	212-401-0 -Раствор кладочный 106 РСНВ цементный ГОСТ 28013-98 РК 2022 марки М150	м3	0,3		28285	--	8486	--	8486	--	8486
	Кэтр и Кэм=1,02				--	--	--	--	--	--	
14.	1113-0301 -Поверхности -0406 металлические.Огрунтовк РСНВ РК а грунтовкой ГФ-021 за 2022 один раз Кэтр и Кэм=1,02	м2	5,34		492	9	2627	48	715	--	2627
	Кэтр и Кэм=1,02				349	2	1864	11	--	--	
15.	1115-0403 -Балки,трубы -1003 стальные, диаметром от РСНВ РК 50 мм и тому 2022 подобное.Окраска Кэтр и масляная, количество Кэм=1,02 окрасок 2 Изм. и доп. вып. 28	м2	5,34		1928	3	10296	16	1170	--	10296
	Кэтр и Кэм=1,02				1706	1	9110	5	--	--	
ИТОГО ПО СМЕТЕ:			Тенге								885249
В ТОМ ЧИСЛЕ:											
Зарплата рабочих строителей			Тенге				519029				
Затраты на эксплуатацию машин			Тенге				179882				
в том числе зарплата машинистов			Тенге					56195			
Материалов, изделий и конструкций			Тенге				186338				

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Кэтр и Кэм=1,04 Изм. и доп. вып. 28										
11.	1127-0901 -Информационные -0301 таблички.Установка РСНБ РК 2022	шт.		6	5509	2357	33054	14142	1698	--	33054
	Кэтр и Кэм=1,04 Изм. и доп. вып. 28				2869	725	17214	4350	--	--	
12.	222-525-0 -Металлоконструкции 101 РСНБ таблички РК 2022	т	0,0717946		1131473	--	81234	--	81234	--	81234
	Кэтр и Кэм=1,04 Изм. и доп. вып. 28				--	--	--	--	--	--	
13.	212-401-0 -Раствор кладочный 106 РСНБ цементный ГОСТ 28013-98 РК 2022 марки М150	м3	0,3		28285	--	8486	--	8486	--	8486
	Кэтр и Кэм=1,02				--	--	--	--	--	--	
14.	1113-0301 -Поверхности -0406 металлические.Огрунтовк РСНБ РК а грунтовкой ГФ-021 за 2022 один раз	м2	5,34		492	9	2627	48	715	--	2627
	Кэтр и Кэм=1,02				349	2	1864	11	--	--	
15.	1115-0403 -Балки,трубы -1003 стальные, диаметром от РСНБ РК 50 мм и тому 2022 подобное.Окраска Кэтр и масляная, количество Кэм=1,02 окрасок 2 Изм. и доп. вып. 28	м2	5,34		1928	3	10296	16	1170	--	10296
	Кэтр и Кэм=1,02				1706	1	9110	5	--	--	
ИТОГО ПО СМЕТЕ:			Тенге								885249
В ТОМ ЧИСЛЕ:											
Зарплата рабочих строителей			Тенге				519029				
Затраты на эксплуатацию машин			Тенге				179882				
в том числе зарплата машинистов			Тенге					56195			
Материалов, изделий и конструкций			Тенге				186338				

## 8. МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ ФОНДА ЛИКВИДАЦИИ КОНТРАКТНОЙ ТЕРРИТОРИИ

### 8.1. Ликвидационный фонд контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

Расчет выполнен на основе смет, представленных в соответствующем разделе данной работы. Стоимость затрат на ликвидацию последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» определялась в соответствии с НДЦС "Порядок оп РК 8.01-08-2022 «Определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан».

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по демонтажу по типам имеющегося оборудования, данные по климатическим характеристикам района проведения работ, данные по удельным объемам демонтажных работ, рассчитанные на основе проектов-аналогов, выполненных для промышленных объектов Республики Казахстан.

При этом учитывались транспортные расходы на мобилизацию и демобилизацию техники для соответствующих работ на месторождении.

В конечном результате учтены резерв средств на непредвиденные расходы и другие затраты Заказчика (на проекты по ликвидации ствола скважин, проекты ликвидации месторождения, сопровождение демонтажа и т.д.).

Итоговые показатели расчета сметной стоимости работ по ликвидации последствий деятельности недропользователя на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» по контракту на разведку № 2433 от 27.07.2007г, в сметных текущих ценах 2024 года, приведены в таблице 8.1.

**Таблица 8.1- Расчет затрат ликвидации ствола скважин на контрактной территории АО "Sozak Oil and Gas" «Созак Ойл энд Газ»**

Направления затрат	Сметная стоимость, в тыс. тенге	Сметная стоимость в тыс.\$
Ликвидация ствола скважин -5шт	81 825,51	156,90
Общестроительные работы, в том числе: установка таблички и ж/бетонной тумбы	580,79	1,11
Рекультивация нарушенных земель	25 708,67	49,30
Затраты на мобилизацию, демобилизацию и перемещение бурового и силового оборудования	19 156,16	36,73
Стоимость используемых горюче-смазочных материалов	14 437,22	27,68
Восстановление разрушенных тумб. 4 штуки	443,48	
Установка тумб с демонтажом разрушенных. 2 штуки	464,56	
Замена табличек на 6 скважинах	185,82	0,36
<b>Всего по смете</b>	<b>142 802,22</b>	<b>273,82</b>
В том числе:	9 476,58	
Затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке в целом (общеплощадочные затраты) 8,2%		
Затраты, связанные с командировкой рабочих, привлекаемых для выполнения строительных, монтажных и специальных строительных работ	1 606,02	
Сметная прибыль 5%	473,83	
Непредвиденные работы и затраты-3,5%	331,68	
Мониторинг	427,56	
Налог на добавленную стоимость 2024 г.- 12%	15 346,05	
Курс доллара на момент расчета	521,51	

По результатам проведенных выше расчетов, сметная стоимость ликвидации последствий недропользования составит с НДС – 142 802,22 тыс. тенге или 273,82 тыс.\$.

Но при формировании фонда необходимо учитывать и затраты, необходимые на отчисления за выбросы вредных веществ в окружающую природную среду. Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников составит – 2370,43 тыс.тенге. Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от передвижных источников в период строительно-монтажных работ – 459,87 тыс.тенге. Суммарная плата за выбросы от источников загрязнения при ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» составит 2830,3 тыс.тенге или 5,43 тыс. тыс.\$ . Учитывая данные отчисления общая суммы ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» с учетом НДС составляет – **145 632,52 тыс. тенге или 279,25 тыс.\$**.

В таблице 8.2 приведен сводный экономический расчет полной ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ».

**Таблица 8.2 Сводный экономический расчет контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ»**

Показатели	Ед. измерения	Стоимость
Всего базовая величина отчислений в Ликвидационный фонд, в ценах 2024 года, без учета НДС	тыс. тенге	127 883,74
Налог на добавленную стоимость, 12%	тыс. тенге	15 346,05
Всего Ликвидационный фонд в базовых ценах 2024 года, с НДС	тыс. тенге	142 802,22
Затраты за выбросы вредных веществ при ликвидации объектов обустройства	тыс. тенге	2 830,3
<b>Всего Ликвидационный фонд</b>	<b>тыс. тенге</b>	<b>145 632,52</b>
	<b>тыс.\$</b>	<b>279,25</b>

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Таким образом, общая суммы ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведочных работ на контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ» с учетом НДС составляет – **145 632,52 тыс. тенге или 279,25 тыс.\$**. При формировании фонда учитывались и затраты, необходимые для отчислений за выбросы вредных веществ в окружающую природную среду.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

№	а) Опубликованные
1	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2018 года № 200)
2	Кодекс Республики Казахстан о Недрах и Недропользовании от 27.12.2017 года № 125-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.).
3	"Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр" утвержден приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.)
4	"Водный кодекс Республики Казахстан" №481-II от 09.07.2003 г.
5	"Экологический кодекс Республики Казахстан" 2007 г.
6	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК №355 от 30.12.2014 г.
7	Правила представления недропользователями отчетов о проведении операций по недропользованию. Утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию РК №419 от 31.05.2018 г.
8	Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации
<b>б) Фондовые</b>	
9	Жумабеков У. Грибков В.А и др "Проект поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадинена контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум", ТОО "Мунайгазгеолсервис", 2007г
10	Жумабеков У. Грибков В.А и др "Дополнение к Проекту поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадинена контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум", ТОО "Мунайгазгеолсервис", 2008г
11	Жумабеков У. Грибков В.А и др "Дополнение №2 к Проекту поисков, разведки залежей нефти и газа, освоения ранее пробуренных скважин в Кокпансорской впадинена контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум", ТОО "Мунайгазгеолсервис", 2009г
12	Турсункулов Э.Т., Грибков В.А и др "Проект поисковых работ на структуре Иркутдук на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум" ТОО "Мунайгазгеолсервис", 2011г
14	Бигараев А.Б. и др "Проект поисковых работ на структурах Аса, Бугуджилъская и Тамгалинская на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум"", ТОО "НПЦ"Туран Гео", 2012 г.
15	Айсаров Е.У. и др "Проект поисковых работ на структурах Южная Придорожная, Тамгалытар, Кендырлык на контрактной территории ТОО "Марсель Петролеум", ТОО "АкАй Консалтинг", 2014 г
23	"Проект поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории АО "SOZAK OIL AND GAS/СОЗАК ОЙЛ ЭНД ГАЗ", 2015 г
24	"Дополнение №1 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории АО "SOZAK OIL AND GAS/СОЗАК ОЙЛ ЭНД ГАЗ", 2015 г
25	"Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на нефть и газ на Контрактной территории АО "SOZAK OIL AND GAS/СОЗАК ОЙЛ ЭНД ГАЗ", 2016 г
26	"Проект оценочных работ на Контрактной территории АО "SOZAK OIL AND

	GAS/СОЗАК ОЙЛ ЭНД ГАЗ", 2017 г
27	"Дополнение №1 к Проекту оценочных работ на Контрактной территории АО "SOZAK OIL AND GAS/СОЗАК ОЙЛ ЭНД ГАЗ", 2017 г
28	«Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов согласно Контракту №2433 от 27 июля 2007 г»»
29	«Проект ликвидации последствий деятельности недропользования при проведении разведки на Контрактной территории АО «Sozak Oil and Gas» «Созак Ойл энд Газ», 2019 г
30	«Оперативный подсчет запасов углеводородов месторождения Аса», 2020 г
31	«Оперативный подсчет запасов газа месторождения Орталык», 2021 г
32	«Оперативный подсчет запасов газа месторождения Кендирлик», 2022 г
33	«Оперативный подсчет запасов газа месторождения Тамгалытар», 2022 г
34	«Оперативный подсчет запасов природного газа месторождения Оппак», 2022 г
35	«Подсчет запасов месторождения Придорожное Южное по состоянию изученности на 02.01.2023 г.»», 2023 г
36	«Проект пробной эксплуатации месторождения Аса», 2023 г
37	«Проект пробной эксплуатации месторождения Оппак», 2023 г
38	«Проект пробной эксплуатации месторождения Кендирлик», 2023 г
39	«Проект пробной эксплуатации месторождения Тамгалытар», 2023 г
40	«Проект пробной эксплуатации месторождения Орталык», 2023 г

## Приложение 1

**АКТ**  
**ликвидации последствий недропользования**

Место № \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ года

\_\_\_\_\_  
(название недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего), участка недр (или его части), название объекта, номер контракта)

\_\_\_\_\_  
(название и дата утверждения проекта ликвидации последствий недропользования)

\_\_\_\_\_  
(название и дата утверждения базового проектного документа, анализа разработки либо проектного документа, утвержденного до введения в действие Кодекса)

\_\_\_\_\_  
(географические координаты участка недр или его части, объекта)

\_\_\_\_\_  
(название подрядчиков, проводивших работы по ликвидации (в случае наличия), бизнес идентификационный номер, номер и дата лицензии)

**Комиссия, назначенная приказом**

\_\_\_\_\_  
(наименование органа, создавшего комиссию)

от « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ года № \_\_\_\_\_

в составе

\_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество (при наличии) и занимаемая должность каждого члена комиссии)

произвела осмотр участка недр (части объекта), на котором проводились работы по ликвидации последствий недропользования и рассмотрела все представленные документы и материалы, характеризующие полноту и качество работ, осуществленных в целях ликвидации последствий недропользования в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании, Правил консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана, а также проекта ликвидации последствий недропользования.

Решение комиссии:

\_\_\_\_\_  
К акту прилагаются графические материалы, документы, справки, акты, протоколы, иллюстрирующие полноту и качество выполненных работ.

Председатель комиссии:

Члены комиссии:

Место печати