Приложение № 1

к договору финансирования

участника инновационного кластера

«Парк инновационных технологий»

от «6» ноября 2024 г. № АКФ-3-19-24

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проект: Интегрированная обработка геологических и промысловых данных для разработки оптимизационных мероприятий с учетом адаптации современных международных достижений компании Shell



1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Полное наименование работ – интегрированная обработка геологических и промысловых данных для разработки оптимизационных мероприятий с учетом адаптации современных международных достижений компании Shell. (Этап – I)

1.2. Этап – I

1.3. Краткое наименование разработки – Анализ УРСО - Этап I.

1.4. Основание для выполнения работ:

Договор № АКФ-3-19-24 от «6» ноября 2024 г.

1.5. Техническое задание разработано в соответствии с требованиями **ГОСТ 2.114-2016.**

Введение

Предлагаемая концепция интегрированной обработки геологических и промысловых данных на АО «КазАзот» будет осуществлена в рамках адаптации современных международных достижений в сфере оптимизации компании Shell WRFM (Wells Reservoir Facilities Management) – УРСО (Управление резервуарами скважинами и объектами инфраструктуры).

Интегрированный подход в Этапе I позволит:

1. Объединить интегрированные технологии анализа данных с уникальными особенностями предприятия, направленное на повышение эффективности и конкурентоспособности компании.
2. Подготовиться к разработке рабочей программы по диагностике критических элементов и выявить возможности профилактического обслуживания с целью уменьшения технологических и экономических рисков. Оптимизация производственной безопасности и минимизация потерь путем проверки и улучшения ключевых элементов поверхностного оборудования и трубопроводов.
3. Выявить аномалии в системе добычи с помощью алгоритмов, описанных в книге Практическая оптимизация добычных систем, автор Варинг Борней, успешно применяемых в оптимизационных мероприятиях компании Shell.
4. Разработать опорную базу для создания необходимых моделей с целью оптимизации интенсификации добычи газа (Этап – II).
5. Выявить ключевые цифровые элементы для разработки программы, установки и внедрения (АСУТП и КИПиА) в Этапе - II.

ПРИНЯТЫЕ ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АСУТП	-	автоматизированная система управления технологическим процессом.
КИИ	-	критическая информационная инфраструктура.
КИПиА	-	контрольно-измерительные приборы и автоматика.
УРСО	-	управление резервуарами скважинами и объектами инфраструктуры.
WRFM	-	wells reservoir facilities management.
PSO	-	production system optimization.
ОСП	-	оптимизация системы производства.
ДО	-	диаграмма ограничений.
LD	-	limit diagram.
FAS	-	Flow assurance study - исследование обеспечения надёжности транспортировки потока.
KPI	-	Key performance indicators, ключевые показатели эффективности.

2. НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ДАННЫХ

2.1. Назначение мероприятий

2.1.1. Сбор информации по опросному листу (Приложение №1)

2.1.2. Организация выезда для предварительного технического и технологического анализа на объекты газового месторождения путем обследования критических объектов (заполнение опросных листов по критическим объектам инфраструктуры на месторождении и в офисе Недропользователя).

2.1.3. Подготовка и проведение анализа технического состояния месторождения и его инфраструктуры, включая формулировку целей и задач после сбора информации, встречи с техническим персоналом, работу с геологическими данными, изучение информации о недропользовании, анализ результатов бурения и сейсморазведки, а также обсуждение гидродинамических исследований, данных о добыче, систем наземного оборудования и объектов добычи с целью разработки комплексных рекомендаций и мероприятий для оптимизации процессов и повышения эффективности.

2.1.4. Анализ производительности с выявлением проблемных областей и узких мест, определение ключевых показателей эффективности и выявление корневых причин уязвимых областей после анализа предоставленных данных.

2.1.5. Подготовка к оптимизационным мероприятиям производственных процессов с целью выбора наиболее эффективных методов увеличения добычи при минимальных затратах, включая стратегии для повышения эффективности и снижения затрат, определяя шаги и этапы внедрения рекомендаций, а также анализ возможных рисков и разработка меры по их снижению для устранения уязвимых областей в производственной системе и оптимизации работы газового месторождения.

2.1.6. Проведение подготовительных мероприятии для второго этапа проекта, включая разработку детального плана работ, планирование ресурсов, согласование плана с руководством и заинтересованными сторонами; подготовка необходимой документации и разработка плана мониторинга для эффективного запуска и контроля выполнения задач в рамках Этапа II.

2.1.7. Разработка технического задания для второго этапа проекта, включающее:

- **2.1.7.1.** Внедрение и установка и элементов цифрового месторождения для получения данных в реальном времени, связанных с промысловой инфраструктурой;
- **2.1.7.2.** Улучшение автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП);
- **2.1.7.3.** Разработка программы обследования ключевых элементов инфраструктуры для обеспечения их надежности и безопасности с использованием КИПиА (контрольно-измерительные приборы и автоматика) и обследования КИИ (критическая информационная инфраструктура).
- **2.1.7.4.** Применение Управления резервуарами скважин и объектами инфраструктуры (УРСО) в рамках проекта, адаптируя современные международные стандарты оптимизации компании Shell WRFM (Wells Reservoir Facilities Management).

2.2. Цели мероприятий

2.2.1. Заполнение опросного листа (Приложение №1) и листов обследования критических объектов.

2.2.2. Анализ технического состояния месторождения и инфраструктуры для разработки рекомендаций по оптимизации процессов и повышению эффективности.

2.2.3. Изучение эффективности, выявление проблем и узких мест, определение ключевых показателей после анализа предоставленных данных.

2.2.4. Подбор методов оптимизации производственных процессов для увеличения добычи, с учетом эффективности, снижения затрат и рисков в разработке и добычи на газовом месторождении.

2.2.5. Организация второго этапа проекта, включающая разработку плана работ, планирование ресурсов, согласование с руководством, подготовку документации и мониторингового плана.
2.2.6. Разработка технического задания для второго этапа проекта, включающего в себя внедрение необходимых элементов цифрового месторождения, улучшение АСУТП и разработка плана обследования критических элементов инфраструктуры (резервуары, технологические и промысловые трубопроводы, сосуды, работающие под давлением) а также применение УРСО с использованием международных стандартов оптимизации компании Shell WRFM.

3. МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА

Офис расположен по адресу: Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, г. Актау, промышленная зона 6, здание 150. Месторождение Шагырлы-Шомышты расположено в пределах северного борта Северо-Устюртского нефтегазоносного бассейна, Бейнеуский район Мангистауской области Республики Казахстан, в 450 км к северо-востоку от г. Актау.

4. МЕРОПРИЯТИЯ по ЭТАПУ-I и ОПИСАНИЕ ОСНОВНЫХ РАБОТ

4.1. Мероприятия

4.1.1. Сбор данных по опросному листу и подготовка к рабочему визиту на месторождение и офис Недропользователя;
4.1.2. Визит на месторождение и в офис Недропользователя, интерактивная работа со специалистами Недропользователя по получению данных;
4.1.3. Анализ, систематизация и обобщение полученных геолого-геофизических, промысловых, инженерно-технологических данных; создание базы данных по проекту;
4.1.4. Критический анализ действующих проектных документов и их пересмотр; обобщение исторических сведений о выполненных работах по подсчету запасов и оценке ресурсов УВ;
4.1.5. Анализ фонда пробуренных скважин с целью выбора базовых скважин для пересчета запасов, а также принятых подсчетных параметров, с их предварительным пересмотром на основе выборки репрезентативных базовых скважин, 10% от действующего фонда скважин (по данным ГИС, анализов керна, результатов испытания, PLT). Обоснование необходимости пересчета запасов;
4.1.6. Изучение существующих систем АСУТП, выявление ее узких мест для последующей модернизации и разработки элементов цифрового месторождения.
4.1.7. Осуществление переработки исходных данных из опросного листа, требуемых для выполнения п.п. 2.1.7 и 2.2 и создания ДО ОСП;
4.1.8. Анализ и техническая оценка текущего состояния разработки, выявление узких мест в системе добычи для разработки плана оптимизации в Этапе - II;
4.1.9. Разработка и согласование плана работ для второго этапа.

4.2. Описание работ

4.2.1. Сбор недостающей информации по опросному листу для газового месторождения перед посещением Недропользователя:
4.2.1.1. Разработка плана работ перед рабочим визитом на месторождение и в офис Недропользователя для сбора информации, обсуждения проблемных зон и потенциальных узких мест.
4.2.2. Мероприятия по анализу текущего состояния разработки, визит на месторождение:
4.2.2.1. Выезд на объекты для предварительного технического анализа.
4.2.2.2. Встречи с персоналом для получения данных.
4.2.2.3. Анализ, систематизация и обобщение данных по опросным листам.
4.2.2.4. Заполнение опросных листов необходимыми данными. Обследование оборудования и критических объектов инфраструктуры.
4.2.2.5. Выявление и разработка плана по диагностике критических элементов. Обоснование профилактических мероприятий повреждения геометрии и целостности оборудования.

4.2.3. Осуществление обработки данных (см. п.п. 4.1.5), техническая оценка текущего состояния разработки, предварительный анализ полученных данных, выявление узких мест в системе добычи:

4.2.3.1. Общая интегрированная оценка месторождения и его добычных возможностей.

4.2.3.2. Анализ производительности и определение ключевых показателей эффективности.

4.2.3.3. Построение цифровой модели газосборной системы месторождения на основании актуальных данных по работающим скважинам. Гидравлический анализ газосборной системы, коллекторов и магистрального газопровода до точки врезки в газопровод САЦ. Выявление аномалий в газосборной системе для разработки плана действий и/или моделирования на Этапе II.

4.2.3.4. Flow assurance study для двух типовых работающих скважин на основании актуальных данных (дебит, рабочие давления на устье и на забое, рабочих температурах газа, составу газов). Анализ возможных решений по работе скважин с учетом падения добычи из-за обводнения.

4.2.3.5. Анализ эффективности работы АСУТП и разработка предложений по реализации пилотных проектов модернизации систем АСУТП.

4.2.3.6. Анализ возможности внедрения искусственного интеллекта в производственные процессы.

4.2.4. Разработка рекомендаций, касающихся аспектов разработки с дальнейшими шагами по их внедрению и оптимизации процессов:

4.2.4.1. Формулировка рекомендаций по профилактическому обслуживанию оборудования.

4.2.4.2. Разработка рекомендаций по оптимизации добычных процессов.

4.2.4.3. Определение шагов и этапов внедрения рекомендаций, элементов цифрового месторождения.

4.2.4.4. Оценка возможных рисков и разработка мер по их снижению.

4.2.5. Начало второго этапа работ по проекту:

4.2.5.1. Разработка плана работ для второго этапа проекта.

4.2.5.2. Планирование ресурсов и согласование плана работ.

4.2.5.3. Подготовка необходимой документации для начала работ второго этапа проекта.

5. СРОКИ И ГРАФИК РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ

5.1. Срок реализации работ по Проекту (этап – I) – 17 недель с даты получения аванса по Договору финансирования.

5.2. Предполагаемый график реализации Проекта (этап – I):

ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ - ЭТАП I																		
№	Мероприятия	Недели																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Сбор данных по опросному листу и подготовка к рабочему визиту на месторождение и офис заказчика																	
2	Визит на месторождение и в офис заказчика, интерактивная работа со специалистами заказчика по получению данных, обсуждению																	
3	Предварительный анализ и систематизация полученных данных, осуществление переработки данных для реализации работ в п. 2 и 4 технического задания, техническая оценка текущего состояния разработки, выявление узких мест в системе добычи																	
4	На основе результатов выполненных работ будут разработаны рекомендации, касающиеся аспектов разработки с дальнейшими шагами по их внедрению для оптимизации добычных процессов																	
5	Разработка и согласование плана работ и технического задания для второго этапа.																	
6	Заключительное формирование отчета.																	

6. ТРЕБОВАНИЕ К ИСПОЛНИТЕЛЮ (СОИСПОЛНИТЕЛЮ) ПРОЕКТА

6.1. Общие требования

Исполнитель (Соисполнитель) проекта должен соответствовать следующим требованиям:

6.1.1. Технические знания: Опыт и знания в области геологии, геофизики, инженерии нефтегазовых технологий, разработки газовых месторождений и соответствующих программного обеспечения.

6.1.2. Аналитические навыки: Умение анализировать геологические данные, интерпретировать результаты геофизических исследований, моделировать и прогнозировать характеристики месторождения.

6.1.3. Специализированные навыки: Знание специализированных инструментов и программного обеспечения для моделирования месторождений.

6.1.4. Международный опыт: Опыт работы и участие в проектах группы компаний Shell по разработке и оптимизации газовых месторождений.

6.1.5. Локальная экспертиза: Опыт работы и участие в местных проектах группы компаний Shell

6.2. Требование к квалификации и количеству персонала Исполнителя (Соисполнителя) проекта:

6.2.1. Руководитель проекта – местный и международный опыт работы не менее 15 лет.

6.2.2. Директор по геологии – местный и международный опыт работы не менее 20 лет;

6.2.3. Эксперт по оптимизации добычи – местный и международный опыт работы не менее 20 лет;

6.2.4. Эксперт по газовым месторождениям – международный опыт работы не менее 15 лет;

6.2.5. Эксперт по разработке месторождений – местный и международный опыт работы не менее 20 лет;

6.2.6. Инженер по обустройству и инфраструктуре – местный и международный опыт работы не менее 20 лет;

6.2.7. Инженер по КИПиА и АСУТП – опыт работы не менее 10 лет;

6.2.8. Инженер по диагностике оборудования – опыт работы не менее 5 лет.

7. СОПРОВОДИТЕЛЬНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

7.1. Акт выполненных работ (оказанных услуг), подтверждающий выполнение работ (оказанных услуг), подписываемый всеми Сторонами;

7.2. Счет-фактура, выставляемая Исполнителем проекта Филиалу за выполненные работы;

7.3. Комплект научно-технической документации, предусмотренный Техническим заданием и условиями Договора финансирования.

7.4. Опросный лист по газовому месторождению – Приложение № 1.

7.5. Окончательный отчет по Этапу I с необходимыми графическими, текстовыми и табличными приложениями, в объеме и формате, отраженных в данном техническом задании. Отчет включает разработку проекта технического задания для Этапа – II, согласование и одобрение ТЗ будет произведено после завершения проекта.

7.5.1. Отчет по геологической части.

7.5.1.1. Общие сведения о месторождении

7.5.1.2. Обзор геолого-геофизической и буровой изученности

7.5.1.3. Критический анализ проведенных работ на месторождении

7.5.1.4. Краткий критический анализ действующих проектных документов с целью их дальнейшей корректировки/оптимизации

7.5.1.5. Исторические сведения о выполненных работах по подсчету запасов и оценке ресурсов УВ, их обобщение и анализ

7.5.1.6. Анализ фонда пробуренных скважин с целью оптимизации добычи

7.5.1.7. Анализ принятых подсчетных параметров (по данным последнего на дату подсчета запасов), их предварительный пересмотр на основе изучения проведенных исследований по выборке репрезентативных базовых скважин, 10% от действующего фонда скважин (ГИС, керн, испытание, PLT и др.)

7.5.1.8. Краткие выводы и рекомендации по доизучению месторождения и пересчету запасов УВ

7.5.1.9. Техническое задание по выполнению дальнейших работ (Этап II)

7.5.2. Отчет по наземной инфраструктуре (добывающие скважины, газосборная система и экспортный газопровод)

7.5.2.1. Анализ работы газодобывающей скважины. Предварительный анализ обводнения скважин и снижения дебита.

7.5.2.2. Результаты Flow Assurance Study для двух типовых газодобывающих скважин

7.5.2.3. Рекомендации по снижению обводненности скважин и увеличения сроков работы скважин

7.5.2.4. Результаты гидравлического анализа газосборной системы месторождения Шогырлы-Шомышты

7.5.2.5. Рекомендации по устранению узких мест в газосборной системе месторождения

7.5.2.6. Результаты гидравлического анализа экспортного газопровода от компрессоров до точки врезки в газопровод САЦ

7.5.2.7. Рекомендации по устранению узких мест в экспортной системе газа, определение максимальной пропускной способности компрессоров на основе рабочих кривых.

7.5.3. Отчет по анализу существующих практик в области управления целостностью стационарного оборудования и критических объектов инфраструктуры

7.5.3.1. Общий подход к построению системы управления целостностью производственных объектов

7.5.3.2. Перечень исходных данных (заполненные опросные листы на месторождении)

7.5.3.3. Описание ключевых сильных и слабых сторон в области управления целостностью производственных объектов

7.5.3.4. Краткие выводы и рекомендации по улучшению действующей системы управления целостностью производственных объектов

7.5.3.5. Техническое задание для Этапа II по наземной инфраструктуре

7.5.4. Отчет по части АСУТП.

7.5.4.1. Результат исследования эффективности действующей системы АСУТП.

7.5.4.2. Основы концепции цифровизации месторождения.

7.5.4.3. Перечень предложений по модернизации АСУТП и внедрению пилотных проектов.

7.5.4.4. Перечень рекомендаций при наличии потенциала внедрения искусственного интеллекта в производственные или добычные процессы.

7.5.4.5. Техническое задание на внедрение цифровой платформы месторождения в части АСУТП, со спецификацией неоходимого оборудования и планом-графиком работ.

7.5.5. Заключительные рекомендации и предлагаемые оптимизационные решения для Этапа-II.

8. Порядок сдачи и приемки выполненных работ в рамках НИОКР

Исполнитель проекта обязуется подготовить отчет в соответствии с требованиями по оформлению НИОКР. Предоставление отчета к каждому промежуточному этапу работ подлежащему к оплате (если есть) и по итогу проекта согласно ГОСТ 7.32.-2017 (Фото, видео) и презентация согласно критериям приемки проектов Филиалом.

9. Смета проекта

Общий бюджет проекта, тг.	**72 800 000**
СТАТЬИ РАСХОДОВ	
CAPEX, тг.:	**0**
OPEX, тг.:	**65 000 000**
Персонал (ФОТ)	53 194 652
Услуги/работы третьих лиц	4 200 000
Прочие расходы, командировки	7 605 348
НДС, 12%	**7 800 000**

Фонд: **Автономный кластерный фонд «Парк инновационных технологий» Филиал автономного кластерного фонда «Парк инновационных технологий» по городу Алматы** Юридический адрес: город Алматы, пр.Жибек Жолы, 135. Фактический адрес: город Алматы, пл.Республики, 15. БИН 231141033470 ИИК KZ2196502F0016996197 АО «Forte Bank» БИК IRTYKZKA».	**Недропользователь:** **АО «КазАзот»** **Филиал «Шагырлы-Шомышты»** Республика Казахстан, 130000, Мангистауская область, Бейнеуский район, с.Бейнеу, ул.А.Молдагуловой 1А, Почтовый адрес: Республика Казахстан, город Актау, 1 мкр, №3 Почтовое Отделение Связи, а/я 18 ИИК KZ7696511F0008714230 в АО «ForteBank», г. Актау Кбе 17 БИК IRTYKZKA БИН 121241019268	**Исполнитель проекта:** **ТОО «CIS ENERGY»** Адрес местонахождения: Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, Бостандыкский район, Пр. Сейфуллина, дом 609. БИН 200340011853 ИИК KZ33601A861004187281 Банк АО «Народный Банк Казахстана» БИК HSBKKZKX Кбе 17
Первый заместитель генерального директора _____ **Жумабаев А.С.** М.П.	**Заместитель генерального директора-Директор филиала** _____ **Ермаганбетов Н.Д.** М.П.	**Генеральный директор** _____ **Бадран Р.** М.П.