

**Техническая спецификация
на геофизические исследования скважин (ГИС) NO-1 и NO-4 на участке «Озен
Северный»**

1. Общие сведения

Полезное ископаемое – нефть и газ.

Вид работ – геологоразведочные работы, бурение поисковых скважин.

Наименование объекта – контрактная территория Озен Северный.

Расположение объекта – Мангистауский и Каракиянский районы Мангистауской области Республики Казахстан.

Основание для выдачи:

Контракт на разведку и добычу углеводородов по сложному проекту на участке «Озен Северный», гос. рег. № 5475-УВС//25/31 от 3 июня 2025 года.

Индивидуальные технические проекты на строительство поисковых скважин №NO-1 и №NO-4 на участке «Озен Северный».

2. Целевое назначение Услуги

Проведение комплекса геофизических исследований скважин NO-1 и NO-4 на участке «Озен Северный» (далее - ГИС) с целью детального изучения геологического строения вскрываемого скважинами разреза с расчленением литологии и стратиграфических подразделений, определение ФЕС горных пород вскрытого разреза, выделение перспективных на УВС интервалов в разрезе скважины, а также определение качества цементирования и контроль за техническим состоянием скважины.

3. Основная геолого-техническая информация

Участок «Озен Северный» в тектоническом отношении расположен в пределах Беке-Башкудукского вала и Жетыбай-Узеньской тектонической ступени.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную пологими балками и оврагами. Территория принадлежит к зоне полупустынь и пустынных степей. Климат резко континентальный, аридный. Лето жаркое, сухое.

Назначение скважин: поиск УВС в структурных и неструктурных ловушках (палеорусла) в отложениях юры;

Проектные глубины скважин: 2000м (±250м) (№NO-1) и 1650м (±250м) (№NO-4);

Проектный горизонт: триас;

Вид скважины: вертикальная (допуск отклонения 3-5°);

Содержание сероводорода в пластовом флюиде: отсутствует;

Стратиграфический разрез:

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Категория по твердости
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	10	Неоген	N	Мягкая ,средняя
10	20	Палоген	P	Мягкая ,средняя
20	60	Дат	K ₂ d	Мягкая ,средняя
60	121	Сенон-турон	K ₂ sn+t	Мягкая ,средняя
121	219	Сеноман	K ₂ s	Мягкая ,средняя

219	749	Альб	K ₁ al	Мягкая ,средняя
749	819	Апт	K ₁ a	Мягкая ,средняя
819	892	Неоком	K ₁ ns	Мягкая, средняя,твердая
892	981	Оксфорд	J ₃ o	Средняя,твердая
981	1061	Келловей	J ₂ k	Средняя
1061	1250	Бат	J ₂ bt	Средняя,твердая
1250	1697	Байосс	J ₂ b	Средняя,твердая
1697	1922	Аален	J ₂ a	Средняя,твердая
1922	1952	Нижняя юра	J ₁	Средняя,твердая
1952	2000	Триас	T	Средние,твердые,крепкие

Прогнозные показатели давления и температуры по разрезу скважины:

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, в м		Градиент давления						Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	Пластового			Гидроразрыва пород			°С	Источник
			кгс/см ² на м		Источник	кгс/см ² на м		Источник		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
N	0	10	-	0,040	РФЗ	0,185	0,185	ППГ Ф	14	РФЗ
P	10	20	0,040	0,053	-''-	0,185	0,185	-''-	16	-''-
K ₂ d	20	60	0,053	0,053	-''-	0,185	0,185	-''-	17	-''-
K ₂ sn+t	60	121	0,053	0,053	-''-	0,185	0,185	-''-	22	-''-
K ₂ s	121	219	0,053	0,071	-''-	0,185	0,185	-''-	28	-''-
K ₁ al	219	749	0,071	0,071	-''-	0,185	0,185	-''-	46	-''-
K ₁ a	749	819	0,071	0,073	-''-	0,185	0,185	-''-	49	-''-
K ₁ nc	819	892	0,073	0,075	-''-	0,155	0,155	-''-	53	-''-
J ₃ o	892	981	0,075	0,100	-''-	0,170	0,170	-''-	59	-''-
J ₂ k	981	1061	0,100	0,100	-''-	0,170	0,170	-''-	61	-''-
J ₂ bt	1061	1250	0,104	0,104	-''-	0,170	0,170	-''-	67	-''-
J ₂ b	1250	1697	0,104	0,104	-''-	0,170	0,170	-''-	82	-''-
J ₂ a	1697	1922	0,104	0,104	-''-	0,170	0,170	-''-	84	-''-
J ₁	1922	1952	0,105	0,105	-''-	0,170	0,170	-''-	86	-''-
T	1952	2000	0,110	0,110	-''-	0,170	0,170	-''-	89	-''-

Тип бурового раствора: бентонит-полимерный и ингибирующий полимеркатионный;

Конструкция скважины:

Конструкция скважины	Скважина NO-1	Скважина NO-4
Направление	323,9мм x 30м	323,9мм x 30м
Техническая колонна	244,5мм x 900м	244,5мм x 600м
Эксплуатационная колонна	168,3мм x 2000м (+/- 250м)	168,3мм x 1650м (+/- 250м)

4. Виды и объемы ГИС

4.1. Мобилизация необходимого оборудования, материалов и персонала до места оказания Услуг;

4.2. Монтаж/демонтаж оборудования на месте оказания Услуг;

- 4.3. Комплекс геологических исследований скважин (ГИС) при бурении скважин согласно таблицам №1 и №2;
- 4.4. Интерпретация полученных данных в результате проведения ГИС;
- 4.5. Выдача заключений и рекомендаций по результатам интерпретации данных ГИС.

Таблица 1. Поисковая скважина № NO-1:

Виды исследований	Масштаб записи предоставляемого материала	Интервал исследований, в м		
		при забое, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5
1. Общие исследования: КС (M0,5N2A и A2M0,5N), ПС, БК, ГК, АК, ВСП*, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	900	30	900
	1:200	2000	900	2000
2. Детальные исследования: БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БК, МБК, МКЗ, ГК, СГК, НГК, ГГК-П, ФЭК, АКШ, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия (4-х рычажный).	1:500 1:200	2000	900	2000
3.Дополнительные методы: ФМІ** - высокоразрешающий электрический микросканер пласта; ЯМР**- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги; RCI/MDT**- модульный динамический испытатель пластов на кабеле.				
4. АКЦ, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500	900	0	900
	1:200	2000	900	2000

Примечания: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважинах будет корректироваться геологической службой ТОО «KMG Barlau».

* - По решению Заказчика, интервал 0-2000(±250)м.

** - Могут быть заменены на аналоги

Таблица 2. Поисковая скважина № NO-4:

Виды исследований	Масштаб записи предоставляемого материала	Интервал исследований, в м		
		при забое, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5
1. Общие исследования: КС (M0,5N2A и A2M0,5N), ПС, БК, ГК, АК, ВСП*, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	600	30	600
	1:200	1650	600	1650
2. Детальные исследования: БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БК, МБК, МКЗ, ГК, СГК, НГК, ГГК-П, ФЭК, АКШ, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия (4-х рычажный).	1:500 1:200	1650	600	1650
3.Дополнительные методы: ФМІ** - высокоразрешающий электрический микросканер пласта; ЯМР**- ядерно-магнитный каротаж или их аналоги;				

RCI/MDT**- модульный динамический испытатель пластов на кабеле.				
4. АКЦ, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (локатор муфт)	1:500 1:200	600 1650	0 600	600 1650

Примечания: Комплекс геолого-геофизических исследований в скважинах будет корректироваться геологической службой ТОО «KMG Barlau».

* - По решению Заказчика, интервал 0-1650(±250)м.

** - Могут быть заменены на аналоги

5. Геологические и технические задачи Услуги

В результате выполнения ГИС должны быть решены следующие геологические и технические задачи:

- изучение геологического строения и возможной продуктивности вскрытого скважиной разреза;
- литолого-стратиграфическое расчленение вскрытого разреза;
- выделение пластов (интервалов) продуктивных на УВС по качественным и количественным признакам;
- оценка характера насыщения продуктивных пластов (интервалов);
- определение эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин;
- определение перспективных объектов для оценки продуктивности вскрытого разреза (интервалы для опробования/испытания);
- контроль качества цементирования обсадных колонн (уровень подъема и качества сцепления цементного кольца в заколонном пространстве);
- расчет траектории и объема ствола скважины;
- привязка интервалов перфорации к геологическому разрезу;
- диагностика целостности обсадных колонн, выявление мест прихватов бурильных инструментов;
- диагностика и выявление интервалов притока жидкости в скважину;
- вертикальное сейсмическое профилирование и т.д.

6. Основные требования к оказанию услуги

Услуга должна выполняться с соблюдением требований РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (Москва, 2001г.), РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

При выполнении ГИС должны использоваться материалы и оборудования, допущенные к применению органами сертификации.

Заказчик должен подготовить скважины к проведению ГИС в соответствии с требованиями «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Потенциальный поставщик должен обеспечивать качественное выполнение ГИС и своевременное предоставление Заказчику геологической, геофизической и технической информации.

Потенциальный поставщик должен проводить ГИС обученным и квалифицированным персоналом.

К проведению ГИС допускаются аппаратура и скважинные приборы, прошедшие метрологическую поверку в соответствии с нормативно-технической документацией, регламентирующей методику, методы и средства поверки, применяемые в РК. Метрологические характеристики используемой аппаратуры должны соответствовать требованиям технической

документации, разработанной для данной аппаратуры (подтверждающие документы/информация предоставляются в составе тендерной документации).

Перед началом ГИС Потенциальный поставщик подготавливает и согласовывает с Заказчиком план проведения ГИС под каждую секцию в открытом стволе и обсаженной части с указанием схемы компоновки приборов, количеством спусков и планируемым временем продолжительности ГИС.

Регистрация геолого-геофизической информации осуществляется в цифровом виде с оперативным контролем качества силами собственного интерпретационного центра Потенциального поставщика услуг.

При проведении ГИС в скважине Потенциальный поставщик обязан выполнять требования по контролю качества геофизических исследований:

- Для оказания услуг Потенциальный поставщик должен получить за свой счет все необходимые сертификаты и разрешения в соответствии с законодательством Республики Казахстан;
- В каротажной станции должны быть копии паспортов на всю аппаратуру, схемы сборки, сертификаты на русском языке;
- Услуги предоставляемые, должны соответствовать или быть выше требований/стандартов, указанных в данной Технической спецификации;
- Услуги ГИС необходимо осуществлять на современных цифровыми аппаратно-методическими комплексами, позволяющими получить наиболее достоверные данные и минимизировать количество спускоподъемных операций аппаратуры;
- Аппаратура должна содержать резервные (запасные) модули, отвечающие за основные функции. Обеспечивать непрерывную одновременную регистрацию всех параметров, не менее чем на два независимых регистратора (компьютера). Обеспечивать возможность последующей обработки и вывод на цветную печать с высоким разрешением;
- Техническое состояние аппаратуры должно обеспечивать ее бесперебойную работу в течение всего времени производства ГИС. Аппаратура должна содержать резервные (запасные) модули;
- Наличие не менее 3 (трех) каротажных партий у Потенциального поставщика, которое подтверждается представлением следующих документов: копии технического паспорта каротажных подъемников, копии технического паспорта каротажных станций и передвижных мастерских;
- Наличие полностью оснащенной производственной/ремонтной базы, обеспечивающую оперативность доставки оборудования (приборов) при необходимости. Иметь резервное оборудование (приборы) на случай отказа основного на производственной базе;
- Наличие на производственной/ремонтной базе аварийных и ловильных инструментов;
- Наличие собственной высоко квалифицированной службы интерпретации с опытом интерпретации ГИС, ГДИ по региону планируемых работ;
- Скважинные геофизические оборудования (каротажные приборы) должны быть откалиброваны в лабораторных стендах Потенциального поставщика непосредственно перед отправкой на объект оказания услуг;
- В скважинах с открытым устьем ГИС могут проводиться без лубризатора либо с помощью блок - баланса, который прочно крепится над устьем, либо с подвесным роликом, который подвешивается к талевому блоку грузоподъемного устройства;
- При наличии спущенного в скважину технологического оборудования ГИС должны проводиться с транспортировкой приборов на забой через насосно-компрессорные трубы (НКТ), оборудованные «воронкой», обеспечивающей для скважинного прибора беспрепятственный вход в НКТ;
- Стандартный комплекс ГИС и ядерномагнитный каротаж (ЯМК) должны выполняться аппаратным комплексом за одну спускоподъемную операцию (СПО). Применение такой компоновки должно позволить за одну СПО (на каротажном кабеле или бурильных трубах)

регистрировать измерения следующих методов ГИС: ГК, ННК-т, ГГК-п, ГГК-с, МБК,КВ, пять разноглубинных измерений УЭС, получаемых приборами многозондового индукционного каротажа или бокового каротажа (в зависимости от минерализации бурового раствора), резистивиметрия, ПС, ядерно-магнитный каротаж в сильном поле. Данные ННКт должны быть скорректированы за условия измерений, такие как давление, температура, толщина корки бурового раствора, минерализация бурового раствора, диаметр ствола скважины. Данные СГК должны быть скорректированы за содержание калия в буровом растворе. Данные ГГК-п должны быть скорректированы за наличие барита в буровом растворе. Результатами обработки и интерпретации данного комплекса методов должны являться: оценка литологии пород по разрезу; оценка характера насыщения коллекторов; расчет ФЕС коллекторов: общая и эффективная пористости, глинистость, водонасыщенность, остаточная водонасыщенность, проницаемость по различным методикам;

- Метод ЯМК в сильном, неградиентном, магнитном поле должен обеспечить оценку общей пористости, эффективной пористости и проницаемости пород по разрезу с высоким вертикальным разрешением (до 80 см) и высокой скоростью регистрации данных до 350 м/ч. Стационарные измерения должны обеспечить количественную оценку объемов газа, нефти и воды в порах коллекторов по методике 2D карт-развёрток: диффузия-T1, диффузия-T2, T1-T2. Для достоверной оценки Кпэф, Кпр в различных секциях открытого ствола применять зонд прижимного типа;

- Метод электрического скважинного микроимиджера (FMI). Данный метод ГИС должен иметь вертикальную разрешающую способность не менее 5мм и охват ствола скважины не менее 75%, в скважинах диаметром 215,9 мм, способный работать как в низкоомных так и высокоомных (более 500 Ом) разрезах и позволяющий решать следующие геологические задачи: выделение структурных особенностей разреза (границ пластов, несогласий, эрозионных поверхностей, дизъюнктивных нарушение и др.) с определением их элементов залегания и последующим проведением структурного анализа; выделение текстурно-седиментологических особенностей разреза, с последующим определением условий седиментогенеза, направления палеосноса и оценкой коэффициента песчанистости тонкослоистого разреза; выделение интервалов трещиноватости и развития вторичной пористости при работе в карбонатных коллекторах, с определением морфологии и геометрии трещин, количественным определением раскрытости трещин, трещинной и вторичной пористости, разделением карбонатных коллекторов по типам пустотного пространства и проведением электрофациального анализа; определение направления максимального горизонтального напряжения по наличию техногенных трещин, трещин гидроразрыва после мини ГРП, либо ориентированных вывалов (при наличии тех или иных), фиксируемым на развертках сопротивлений стенок скважины; оценка состояние ствола скважины по данным интегрированного двухосного профилемера;

- Гидродинамический каротаж -опробование пластов (ГДК-ОПК (MDT). Оценка гидродинамических характеристик пласта с помощью испытателя пластов на кабеле с применением радиального зонда и многоканального оптического анализатора. Проведение испытаний (опробовании) должно обеспечивать:

- возможность проведения глубинного анализа флюида в режиме реального времени, позволяющего в пластовых условиях определять: тип (буровой раствор, жидкие УВ, газ, вода) и фракционный состав флюида, количественную оценку компонентного состава углеводородов (C1, C2-C5, C6+), газовый фактор, содержание свободного газа, замер флуоресценции;

- наличие радиального зонда с входными отверстиями на надувном пакере, который прижимается к стенкам скважины уплотняющей поверхностью, что обеспечивает равномерный отбор флюида по всей окружности и возможность непосредственного контакта прибора со стенкой скважины с минимальным (или отсутствующим) межпакерным объемом для

сокращения времени опробования и минимизации влиянием сжимаемости флюида в системе "прибор-пласт" на оценку пластового давления;

-площадь притока (контакта с пластом) через радиальный зонд не менее 500 см²;

-ограничение по максимальному дифференциальному давлению (разница между давлением в скважине и забойным) не менее 55 Мпа;

-возможность замера удельного электрического сопротивления (УЭС) водной фракции;

-возможность измерения пластового давления прижимным зондом не менее 50 точек;

-возможность отбора до 48 проб объемом 420 мл с сохранением пластовых условий за один спуск;

-возможность передачи данных Заказчику в режиме реального времени по каналу спутниковой связи;

-наличие доступа (телефон\интернет) к техническому эксперту, обеспечивающего\их круглосуточную (24/7) поддержку исследований ГДК-ОПК;

-возможность спуска на бурильном инструменте.

- Файлы с результатами обработки данных ГИС в обязательном порядке должны содержать: информацию о дате проведения ГИС, наименование компании выполнивших ГИС, информация о скважинных условиях и параметрах бурового раствора, информация о введенных поправках за скважинные условия и использованные параметры, указаны единицы измерения и текстовая информация с расшифровкой мнемоники;

- При оказании Услуги Исполнитель обязан неукоснительно соблюдать требования законодательство, стандартов и процедур Республики Казахстан по ОЗТОС.

7. Требования к оформлению результатов ГИС

- На каротажных диаграммах должны быть нанесены кривые каротажа, заголовок, масштаб кривых, информация о типе используемых приборов, информация о скважинных условиях во время проведения исследований и параметры бурового раствора;

- Экспресс заключение по результатам ГИС должны быть представлены в табличном и графическом виде;

- Оперативные результаты обработки и интерпретации должны предоставляться Заказчику в формате las, word, excel, tiff;

- Окончательные результаты обработки и интерпретации комплекса ГИС, включающие заключение и результаты интерпретации должны быть представлены в табличном и графическом видах. Результаты должны предоставляться Заказчику в международных (конвертных) форматах.

8. Формы предоставления данных в процессе и по завершению оказания услуг

- Экспресс заключение по результатам промежуточного ГИС;

- Первичные скважинные данные ГИС в форматах LAS/LIS/DLIS;

- Заключение с рекомендацией по результатам окончательного ГИС;

- Заключение по качеству цементажа обсадных колонн;

- Сводный отчет по результатам ГИС проведенных в скважине на русском языке по завершении оказания Услуги;

- Сводный отчет должен содержать следующие данные/заключения:

- дату и интервал проведения ГИС, компоновку приборов ГИС для каждого спуска;

- информацию о глубине забоя скважины и глубине установки башмака предыдущей колонны по мере каротажного кабеля;

- информацию о результатах привязки к предыдущему интервалу ГИС и взаимной увязки результатов по всем спускам в интервале исследований;

- информацию о типе, минерализации и плотности бурового раствора;

- информацию об удельном электрическом сопротивлении при заданной температуре для бурового раствора, фильтрата бурового раствора и глинистой корки;
- информацию о типе аппаратуры и поправках за скважинные условия по каждому методу с указанием кода палетки и используемых параметров;
- интерпретацию и заключение по промежуточным и окончательным каротажам;
- комплексную интерпретацию с обобщением всех видов исследований с выдачей Заключения;
- выводы и рекомендации по результатам обобщения;
- планшет кривых интерпретации данных промежуточных ГИС;
- планшет кривых интерпретации данных окончательного ГИС;
- сводный планшет окончательной комплексной интерпретации данных ГИС;
- формат планшетов и результатов интерпретации данных ГИС выполняется в соответствии с принятыми стандартами в отрасли;
- первичные скважинные данные ГИС в форматах LAS/LIS/DLIS.

9. Сроки предоставления результатов обработки и интерпретации ГИС

- Передача первичных скважинных данных ГИС в форматах LAS/LIS/DLIS/TIFF в режиме реального времени или сразу же после окончания каротажа по электронной почте или любым другим каналам связи с шагом квантования не более 0,1м;
- Предварительные результаты интерпретации выдаются в течение первых суток после проведения ГИС;
- Окончательные результаты всех видов исследований с твердыми копиями планшетов выдаются в течение трех суток с момента окончания всех видов ГИС на скважине;
- Окончательные результаты при проведении специальных методов ГИС выдаются в течение пяти суток с момента окончания ГИС;
- Оперативное заключение по качеству цементирования не более чем за 12 часов после окончания работ на скважине;
- Геофизическая партия выдает на скважине представителю Заказчика рабочий вариант каротажной диаграммы (в масштабе 1:500) содержащей: КС, ГК-НГК, КВ, БК; T^0 ;
- Передача всей информации Заказчику осуществляется как в цифровом виде на электронных носителях (Flash drive) – 4 экземпляра, так и на бумажных носителях 4 экземпляра цветных копий планшетов всех видов исследований.

10. Требования к персоналу Потенциального поставщика при выполнении ГИС

Персонал Потенциального поставщика должен иметь соответствующие квалификационные документы и допуски (удостоверения) к оказанию Услуги на опасных производственных объектах по обучению безопасности и охрана труда, промышленной и пожарной безопасности, электробезопасности и оказанию первой медицинской помощи в объемах и сроки, предусмотренных требованиями законодательства РК.

11. Требования к Потенциальному поставщику в области ОЗТОС

Заказчик уделяет особое внимание вопросам соблюдения требований законодательства Республики Казахстан, в том числе санитарно-эпидемиологического благополучия населения, промышленной и пожарной безопасности, электробезопасности, охране труда и технике безопасности, охране окружающей среды, а также международных нормативов и правил, применимых, с точки зрения положительной практики разработки месторождений, к рассматриваемому виду деятельности, в качестве дополнения или ввиду отсутствия соответствующих нормативов и требований в законодательстве Республики Казахстан при планировании и осуществлении производственных задач, в связи с чем предъявляет ряд требований к Потенциальному поставщику Услуг.

Исполнитель несет полную ответственность за любые убытки или ущерб, нанесенные окружающей среде в результате несоблюдения природоохранного законодательства,

требований и норм по экологической безопасности, и других норм при оказании Услуги.

– Исполнитель за свой счёт заключает договоры страхования рисков, связанных с выполняемыми Услугами, в том числе, но не ограничиваясь: страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а также страхование рисков ответственности, связанных с загрязнением окружающей среды, включая затраты по ликвидации последствий причинённого окружающей среде ущерба, а также гражданско-правовой ответственности перед третьими лицами и иных видов страхования, предусмотренных законодательством Республики Казахстан. Все несчастные случаи должны расследоваться, даже если они не привели к травмам с потерей рабочего времени. Отчет о несчастном случае передается Представителю Заказчика в течение 48 часов. Все предупредительные надписи должны быть выполнены на казахском, русском языках. По запросу должна представляться информация о количестве отработанного времени (чел. часов) по запрашиваемой форме Заказчика.

– Исполнитель обязан иметь в наличии и предоставлять следующие документы по системе управления ОЗТОС:

- политику по отношению к алкоголю и наркотикам;
- политику по отношению к медицинскому обслуживанию персонала;
- журнал идентификации рисков и опасностей по ОЗТОС;
- приказ о лицах ответственных за соблюдением требований ОЗТОС;
- инструкции по производственной безопасности;
- инструкции по безопасности при транспортировке персонала;
- инструкции по удалению, транспортировке и размещению отходов;
- инструкции по расследованию несчастных случаев;
- план реагирования на чрезвычайные ситуации.

«Солтүстік Өзен» учаскесіндегі NO-1 және NO-4 ұңғымаларында геофизикалық зерттеу (ҰГЗ) бойынша техникалық сипаттама

1. Жалпы мәліметтер

Пайдалы қазбалар – мұнай және газ.

Жұмыс түрі – геологиялық барлау жұмыстары, іздестіру ұңғымаларын бұрғылау.

Нысанның атауы – Солтүстік Өзен келісімшарттық аумағы.

Нысанның орналасуы – Қазақстан Республикасының Маңғыстау облысы, Маңғыстау және Қарақия аудандары.

Негіздеме:

«Солтүстік Өзен» учаскесіндегі күрделі жоба бойынша көмірсутектерді барлау және өндіру келісімшарты, мемлекеттік тіркеу № 5475-УВС//25/31, 2025 жылғы 3 маусымдағы.

«Солтүстік Өзен» учаскесінде № NO-1 және № NO-4 іздеу ұңғымаларын салуға арналған жеке техникалық жобалар.

2. Қызметтің мақсатты арналымы

«Солтүстік Өзен» учаскесіндегі NO-1 және NO-4 ұңғымаларында геофизикалық зерттеулерінің (бұдан әрі – ҰГЗ) кешенін жүргізу – ұңғымалармен ашылатын қиманың геологиялық құрылымын егжей-тегжейлі зерттеу, литологиялық және стратиграфиялық бөлімдерді ажырату, ашылған қимадағы тау жыныстарының физикалық-геологиялық сипаттамаларын (ФГС) анықтау, көмірсутектерге болашағы бар интервалдарды бөліп көрсету, сонымен қатар цементтеудің сапасын бағалау және ұңғыманың техникалық жағдайын бақылау.

3. Негізгі геологиялық-техникалық ақпарат

«Солтүстік Өзен» учаскесі тектоникалық тұрғыда Беке-Башқұдық иінінің және Жетыбай-Өзен тектоникалық баспалдағының аумағында орналасқан. Жер бедері – жазығынан сәл көтеріңкі, жәйпақ сайлармен және жыралармен бөлінген. Аумақ шөлейт және шөлді дала аймағына

жатады. Климат – күрт континентальды, аридті. Жаз – ыстық, құрғақ. Ұңғымалардың арналуы: юра шөгінділеріндегі құрылымдық және құрылымсыз тұзақтарда (палеоарналарда) көмірсутектерді іздеу.

Ұңғымалардың жобалық тереңдігі: 2000 (±250) м (№NO-1) және 1650 м (±250 м) (№NO-4);

Жобалық горизонт – триас;

Ұңғыма түрі – тік (ауытқу рұқсаты 3–5°);

Қабат сұйықтығындағы күкіртсутек мөлшері – жоқ;

Стратиграфиялық қима:

Қабаттың тереңдігі, м		Стратиграфиялық бөлімше		Қаттылық санаты
жоғарғыдан	төменге	атауы	индексі	
1	2	3	4	5
0	10	Неоген	N	Жұмсақ, орташа
10	20	Палоген	P	Жұмсақ, орташа
20	60	Дат	K ₂ d	Жұмсақ, орташа
60	121	Сенон-турон	K ₂ sn+t	Жұмсақ, орташа
121	219	Сеноман	K ₂ s	Жұмсақ, орташа
219	749	Альб	K ₁ al	Жұмсақ, орташа
749	819	Апт	K ₁ a	Жұмсақ, орташа
819	892	Неоком	K ₁ ns	Жұмсақ, орташа, қатты
892	981	Оксфорд	J ₃ o	Орташа, қатты
981	1061	Келловей	J ₂ k	Орташа
1061	1250	Бат	J ₂ bt	Орташа, қатты
1250	1697	Байосс	J ₂ b	Орташа, қатты
1697	1922	Аален	J ₂ a	Орташа, қатты
1922	1952	Төменгі юра	J ₁	Орташа, қатты
1952	2000	триас	T	Орташа, қатты, өте қатты

Ұңғыма қимасы бойынша қысым мен температураның болжамды көрсеткіштері:

Стратиграфиялық бөлімше индексі	Интервал, м		Қысым градиенті						Интервал соңындағы температура	
	жоғарғыдан	төменге	Қабаттық қысым			Жынысты гидрожару				
			кгс/см ² , м		Дереккөзі	кгс/см ² , м		Дереккөзі		
			жоғарғыдан	төменге		жоғарғыдан	төменге			
N	0	10	-	0,040	РФЗ	0,185	0,185	ППГФ	14	РФЗ
P	10	20	0,040	0,053	-‘-	0,185	0,185	-‘-	16	-‘-
K ₂ d	20	60	0,053	0,053	-‘-	0,185	0,185	-‘-	17	-‘-
K ₂ sn+t	60	121	0,053	0,053	-‘-	0,185	0,185	-‘-	22	-‘-
K ₂ s	121	219	0,053	0,071	-‘-	0,185	0,185	-‘-	28	-‘-
K ₁ al	219	749	0,071	0,071	-‘-	0,185	0,185	-‘-	46	-‘-
K ₁ a	749	819	0,071	0,073	-‘-	0,185	0,185	-‘-	49	-‘-
K ₁ nc	819	892	0,073	0,075	-‘-	0,155	0,155	-‘-	53	-‘-
J ₃ o	892	981	0,075	0,100	-‘-	0,170	0,170	-‘-	59	-‘-

J ₂ k	981	1061	0,100	0,100	-''-	0,170	0,170	-''-	61	-''-
J ₂ bt	1061	1250	0,104	0,104	-''-	0,170	0,170	-''-	67	-''-
J ₂ b	1250	1697	0,104	0,104	-''-	0,170	0,170	-''-	82	-''-
J ₂ a	1697	1922	0,104	0,104	-''-	0,170	0,170	-''-	84	-''-
J ₁	1922	1952	0,105	0,105	-''-	0,170	0,170	-''-	86	-''-
T	1952	2000	0,110	0,110	-''-	0,170	0,170	-''-	89	-''-

Бұрғылау ерітіндісінің түрі: бентонит-полимерлі және ингибиторлы полимер-катионды;

Ұңғыма құрылымы:

Ұңғыма құрылымы	NO-1 ұңғымасы	NO-4 ұңғымасы
Бағыттама	323,9мм x 30м	323,9мм x 30м
Техникалық колонна	244,5мм x 900м	244,5мм x 600м
Пайдалану колоннасы	168,3мм x 2000м (+/- 250м)	168,3мм x 1650м (+/- 250м)

4. ҰГЗ түрлері мен көлемдері

- 4.1. Қызмет көрсету орнына қажетті жабдықты, материалдарды және персоналды жеткізу (мобилизациялау);
- 4.2. Қызмет көрсету орнында жабдықты монтаждау/демонтаждау;
- 4.3. Ұңғымаларды бұрғылау кезінде №1 және №2 кестелерге сәйкес ұңғымаларды геофизикалық зерттеу (ҰГЗ) кешенін жүргізу;
- 4.4. Қызметтер құны №1 қосымшаға сәйкес;
- 4.5. ҰГЗ жүргізу нәтижесінде алынған деректерді интерпретациялау;
- 4.6. ҰГЗ деректерін интерпретациялау нәтижелері бойынша қорытындылар мен ұсынымдарды беру.

1-кесте. № NO-1 іздестіру ұңғымасы:

Зерттеу түрлері	Берілетін материалдың жазба масштабы	Зерттеу интервалы, м		
		ұңғыма түбінде, м	жоғарғыдан	төменге
1	2	3	4	5
1. Жалпы зерттеулер: КС (М0,5N2А және А2М0,5N), ПС, БК, ГК, АК, ВСП*, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500 1:200	900 2000	30 900	900 2000
2. Толық зерттеулер: БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БК, МБК, МКЗ, ГК, СГК, НГК, ГГК-П, ФЭК, АКШ, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия (4 иінді)	1:500 1:200	2000	900	2000
3. Қосымша әдістер: ФМІ** – қабаттың жоғары айқындаушы электрлік микросканері; ЯМР** – ядролық-магниттік каротаж немесе олардың аналогтары; РСІ/МДТ** – кабельдегі модульді динамикалық қабат сынауышы.				
4. АКЦ, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (муфт локаторы)	1:500 1:200	900 2000	0 900	900 2000

Ескертпелер: Ұңғымалардағы геологиялық-геофизикалық зерттеулер кешені «KMG Barlau» ЖШС-нің геологиялық қызметімен нақтыланатын болады.

* - Тапсырыс берушінің шешімі бойынша, интервал 0–2000(±250) м.

** - Балама әдістермен ауыстырылуы мүмкін

2-кесте. № NO-4 іздестіру ұңғымасы:

Зерттеу түрлері	Берілетін материалдың жазба масштабы	Зерттеу интервалы, м		
		ұңғыма түбінде, м	интервалда, м	
			жоғарғыдан	жоғарғыдан
1	2	3	4	5
1. Жалпы зерттеулер: КС (M0,5N2A және A2M0,5N), ПС, БК, ГК, АК, ВСП*, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия.	1:500	600	30	600
	1:200	1650	600	1650
2. Толық зерттеулер: БКЗ, ПС, ИК (ВИКИЗ), БК, МБК, МКЗ, ГК, СГК, НГК, ГГК-П, ФЭК, АКШ, резистивиметрия, профилометрия (кавернометрия), термометрия, инклинометрия (4 иінді)	1:500 1:200	1650	600	1650
3. Қосымша әдістер: FMI** – қабаттың жоғары айқындаушы электрлік микросканері; ЯМР** – ядролық-магниттік каротаж немесе олардың аналогтары; RCI/MDT** – кабельдегі модульді динамикалық қабат сынаушы.				
4. АКЦ, СГДТ, термометрия, ГК, ЛМ (муфт локаторы)	1:500 1:200	600 1650	0 600	600 1650

Ескертпелер: Ұңғымалардағы геологиялық-геофизикалық зерттеулер кешені «KMG Barlau» ЖШС-нің геологиялық қызметімен нақтыланатын болады.

* - Тапсырыс берушінің шешімі бойынша, интервал 0–1650(±250) м..

** - Балама әдістермен ауыстырылуы мүмкін

5. Қызметтің геологиялық және техникалық міндеттері

Ұңғымаларды геофизикалық зерттеулер (ҰГЗ) орындау нәтижесінде келесі геологиялық және техникалық міндеттер шешілуі тиіс:

- ұңғымамен ашылған қиманың геологиялық құрылымын және оның мүмкін өнімділігін зерттеу;
- ашылған қиманы литологиялық-стратиграфиялық жіктеу;
- көмірсутектерге (КС) өнімді қабаттарды (интервалдарды) сапалық және сандық белгілері бойынша бөліп көрсету;
- өнімді қабаттардың (интервалдардың) қанығу сипатын бағалау;
- тиімді газ және мұнай қаныққан қалыңдықты анықтау;
- ашылған қиманың өнімділігін бағалау үшін перспективалы объектілерді анықтау (сынау/тестілеуге арналған интервалдар);
- қаптамалық колонналарды цементтеудің сапасын бақылау (цементтік сақинаның көтерілу деңгейі және дің қабырғасымен байланыс сапасы);
- ұңғыма оқпанының траекториясы мен көлемін есептеу;
- перфорация интервалдарын геологиялық қимамен сәйкестендіру;
- қаптамалық колонналардың бүтіндігін диагностикалау, бұрғылау құралдарының тұрып қалу орындарын анықтау;
- ұңғымаға сұйықтық ағыны болатын интервалдарды диагностикалау және анықтау;
- тік сейсмикалық профилдеу және т.б.

6. Қызмет көрсетуге қойылатын негізгі талаптар

Қызмет «Мұнай және газ ұңғымаларында кабельмен геофизикалық зерттеулер мен жұмыстар жүргізу жөніндегі техникалық нұсқаулық» РД 153-39.0-072-01 (Мәскеу, 2001 ж.) және РД 08-200-98 «Мұнай және газ өнеркәсібіндегі қауіпсіздік ережелері» талаптарына сәйкес орындалуы тиіс.

Ұңғымаларды геофизикалық зерттеулер (ҰГЗ) орындау кезінде сертификаттау органдары қолдануға рұқсат берген материалдар мен жабдықтар пайдаланылуы тиіс.

Тапсырыс беруші ұңғымаларды ҰГЗ жүргізуге «Мұнай және газ өнеркәсібінің қауіпті өндірістік объектілері үшін өнеркәсіптік қауіпсіздікті қамтамасыз ету ережелерінің» талаптарына сәйкес дайындауы қажет.

Потенциалды жеткізуші ҰГЗ-ды сапалы орындауды және геологиялық, геофизикалық және техникалық ақпаратты Тапсырыс берушіге уақтылы ұсынуды қамтамасыз етуі тиіс.

Потенциалды жеткізуші ҰГЗ-ды тиісті даярлықтан өткен, білікті персоналмен жүргізуі тиіс.

Геофизикалық зерттеулерге тек өлшем бірлігін қамтамасыз ету саласындағы нормативтік-техникалық құжаттама талаптарына сәйкес мемлекеттік тексерістен өткен аппаратура мен ұңғыма аспаптары жіберіледі. Пайдаланылатын жабдықтың метрологиялық сипаттамалары осы аппаратураға арналған техникалық құжаттама талаптарына сәйкес болуы тиіс (растайтын құжаттар/ақпарат тендерлік құжаттама құрамында ұсынылады).

ҰГЗ басталар алдында Потенциалды жеткізуші ашық оқпан мен қаптамадағы әрбір бөлікті зерттеуге арналған ҰГЗ жоспарын дайындайды және оны Тапсырыс берушімен келіседі. Жоспарда аспаптар компоновкасы сызбасы, түсіру саны және ҰГЗ жүргізудің жоспарланған ұзақтығы көрсетіледі.

Геологиялық-геофизикалық ақпараттың тіркелуі цифрлық түрде жүзеге асырылады және Қызмет көрсетуші Потенциалды жеткізушінің интерпретациялық орталығы тарапынан жедел сапа бақылауымен қамтамасыз етіледі.

ҰГЗ жүргізу барысында Потенциалды жеткізуші геофизикалық зерттеулердің сапасын бақылау талаптарын сақтауға міндетті:

- Қызмет көрсету үшін Потенциалды жеткізуші Қазақстан Республикасының заңнамасына сәйкес өз қаражаты есебінен барлық қажетті сертификаттар мен рұқсаттарды алуға тиіс;
- Каротаж станциясында барлық аппаратураға арналған төлқұжаттардың көшірмелері, жинақтау сызбалары, орыс тіліндегі сертификаттар болуы қажет;
- Көрсетілетін қызметтер осы Техникалық сипаттамада көрсетілген талаптар мен стандарттарға сай болуы немесе олардан жоғары болуы тиіс;
- ҰГЗ қызметтері сенімді деректер алуға және аппаратты көтеріп-түсіру операцияларының санын азайтуға мүмкіндік беретін заманауи цифрлық аппараттық-әдістемелік кешендермен жүзеге асырылуы тиіс;
- Аппаратура негізгі функцияларды орындайтын резервтік (қосалқы) модульдермен жабдықталуы қажет. Барлық параметрлерді кемінде екі тәуелсіз тіркеуші құрылғыда (компьютерде) бір мезгілде үзіліссіз тіркеуді қамтамасыз етуі тиіс. Кейінгі өңдеуді және жоғары ажыратымдылықтағы түрлі түсті басып шығаруды қамтамасыз етуі қажет;
- Аппаратураның техникалық жағдайы ҰГЗ жүргізу кезеңінің толық ұзақтығы бойында оның үздіксіз жұмыс істеуін қамтамасыз етуі тиіс. Аппаратураның резервтік (қосалқы) модульдері болуы тиіс;
- Потенциалды жеткізушінің кемінде 3 (үш) каротаж партиясы болуы қажет, бұл келесі құжаттармен расталуы тиіс: каротаж көтергіштерінің техникалық төлқұжаттарының көшірмелері, каротаж станциялары мен жылжымалы шеберханалардың техникалық төлқұжаттарының көшірмелері;
- Қажет болған жағдайда жабдықты (аспаптарды) жедел жеткізуді қамтамасыз ететін толық жабдықталған өндірістік/жөндеу базасының болуы. Өндірістік базада негізгі жабдық істен шыққан жағдайда резервтік жабдықтың (құрылғылардың) болуы;
- Өндірістік/жөндеу базасында апаттық және аулау құралдарының болуы;

- Жұмыстар жоспарланып отырған өңір бойынша ҰГЗ және ГДЗ интерпретациялау тәжірибесі бар, жоғары білікті интерпретациялық қызметтің болуы;
- Скважиналық геофизикалық жабдықтар (каротаждық аспаптар) қызмет көрсету нысанына жіберілмес бұрын Потенциалды жеткізушінің зертханалық стендтерінде калибрленуі тиіс;
- Аузы ашық ұңғымаларда ҰГЗ лубрикаторсыз немесе ұңғыма аузына мықтап бекітілетін блок-баланс арқылы, не болмаса көтеру құрылғысының талев блогына ілінетін аспалы шығыр арқылы жүргізілуі мүмкін;
- Ұңғымада технологиялық жабдық болған жағдайда ҰГЗ насосты-компрессорлық құбырлар (НҚК) арқылы, аспаптың НҚК ішіне кедергісіз кіруін қамтамасыз ететін «воронкамен» жабдықталған жағдайда, аспаптарды түпке дейін тасымалдау арқылы жүргізілуі тиіс.
- ҰГЗ-дың стандартты кешені мен ядролық-магниттік каротаж (ЯМК) бір спуско-подъем операциясы (СПО) аясында бір аппараттық-комплекспен орындалуы тиіс. Мұндай компоновка бір СПО (каротаж кабелімен немесе бұрғылау құбырлары арқылы) келесі ҰГЗ әдістерінің өлшемдерін тіркеуге мүмкіндік беруі тиіс: ГК (гамма-каротаж), ННК-т (нейтронды нейтронды каротаж – термиялық), ГГК-п (гамма-гамма каротаж – плотностной), ГГК-с (спектрометриялық), МБК (микробокковой каротаж), КВ (қалыпты өлшемдер), бес түрлі тереңдікте көпзондты индукциялық немесе бұйырлық каротаж приборларымен алынатын УЭС (үлесті электрлік сіңіргіштік) өлшемдері (бұрғылау ерітіндісінің минералдануына байланысты), резистивиметрия, ПС (потенциалды сальниковка), күшті өрістегі ядролық-магниттік каротаж. ННК-т деректері өлшеу жағдайларына түзетулермен енгізілуі тиіс: қысым, температура, бұрғылау ерітіндісінің қыртысының қалыңдығы, минералдануы, ұңғыма оқпанының диаметрі. СГК деректері бұрғылау ерітіндісіндегі калий мөлшері бойынша, ал ГГК-п деректері — бариттің болуы бойынша түзетілуі тиіс. Осы әдістер кешенін өңдеу және интерпретациялау нәтижесінде мынадай параметрлер анықталуы тиіс: тау жыныстарының литологиясы; коллекторлардың қанығу сипаты; ФЕС (физикалық-эффективті сипаттамалар): жалпы және тиімді кеуектілік, саздылық, су қанығуы, қалдық су қанығуы, өткізгіштік (түрлі әдістемелер бойынша).
- Күшті, градиентсіз магнит өрісіндегі ЯМК әдісі қимадағы жыныстардың жалпы кеуектілігін, тиімді кеуектілігін және өткізгіштігін жоғары тік шешушілікпен (80 см-ге дейін) және жоғары тіркеу жылдамдығымен (350 м/сағ дейін) бағалауды қамтамасыз етуі тиіс. Стационарлық өлшеулер 2D-карта форматындағы әдістеме бойынша (диффузия– T_1 , диффузия– T_2 , T_1 – T_2) коллектор пораларындағы газ, мұнай және судың көлемін сандық бағалауға мүмкіндік беруі тиіс. Ашық оқпанның әр түрлі бөліктерінде Кпэф және Кпр сенімді бағалау үшін жанаспа типті зонд қолданылуы тиіс.
- Электрлік скважиналық микроимджер (FMI) әдісі. Бұл әдістің тік шешушілік қабілеті кемінде 5 мм, ал ұңғыма оқпанын қамтуы кемінде 75% болуы тиіс (ұңғыма диаметрі 215,9 мм болған жағдайда). Ол төмен кедергілі және жоғары кедергілі (500 Ом·м-ден жоғары) қималарда жұмыс істеуге қабілетті болуы және келесі геологиялық міндеттерді шешуді қамтамасыз етуі тиіс: қиманың құрылымдық ерекшеліктерін анықтау (қабат шектері, үйлесімсіздіктер, эрозиялық беттер, дизъюнктивті бұзылыстар және т.б.), олардың еңіс элементтерін анықтау және құрылымдық талдау жүргізу; қиманың текстуралық-литологиялық ерекшеліктерін анықтау, шөгінді түзілу жағдайларын, палеоағын бағытын бағалау, жұқа қабатты қиманың құмдылық коэффициентін анықтау; карбонатты коллекторлармен жұмыс істегенде жарықшақтылық пен екінші кеуектілік интервалдарын анықтау, жарықшақтардың морфологиясы мен геометриясын, ашықтығын, жарықшақты және екінші реттік кеуектілікті сандық бағалау, карбонатты коллекторларды қуыстық кеңістіктің типтері бойынша бөлу, электрофациалдық талдау жүргізу; техногендік жарықшақтар, мини-ГРП-дан кейінгі гидрожару жарықшақтары немесе бағытталған қабырғалардың түсуі бойынша максималды горизонталь кернеу бағытын анықтау (егер тіркелсе), бұлар ұңғыма қабырғасының кедергісінің

проекцияларында жазылады; екі осьтік біріктірілген профилеметр деректері бойынша ұңғыма оқпанының күйін бағалау.

- Гидродинамикалық каротаж – қабатты сынау (ГДК-ОПК (MDT)). Қабат сынағышының көмегімен радиалды зондты және көпарналы оптикалық анализаторды пайдалана отырып, кабельде қабаттың гидродинамикалық сипаттамаларын бағалау.
- Сынақтар (қабат сынау) келесі талаптарға сәйкес жүзеге асырылуы тиіс:
- -флюидті нақты уақыт режимінде тереңдік жағдайында талдау мүмкіндігі, бұл келесі параметрлерді анықтауға мүмкіндік береді: түрі (бұрғылау ерітіндісі, сұйық көмірсутектер, газ, су), флюидтің фракциялық құрамы, көмірсутектердің құрамдас компоненттерінің сандық бағасы (C_1 , C_2 – C_5 , C_6+), газ факторы, бос газдың мөлшері, флуоресценцияны өлшеу;
- -радиалды зондтың болуы, онда кіріс тесіктер үрленетін пакерге орнатылған, ал пакер ұңғыма қабырғасына тығыздаушы бетімен жанасады, бұл флюидті ұңғыма шеңбері бойынша біркелкі алуға және зондтың ұңғыма қабырғасымен тікелей жанасуын қамтамасыз етеді, сондай-ақ сынау уақытын қысқартуға және жүйе «аспап–қабаттағы» флюидтің сығымалылығына байланысты пласт қысымын бағалауға әсерін азайтуға мүмкіндік береді;
- -радиалды зонд арқылы қабатпен жанасу (флюид кірісі) ауданы кемінде 500 см^2 болуы тиіс;
- -максималды дифференциалдық қысымға (ұңғыма мен түптегі қысым айырмасы) шектеу – кемінде 55 МПа;
- -су фракциясының меншікті электрлік кедергісін (УЭС) өлшеу мүмкіндігі;
- -прижимды зонд арқылы пласт қысымын кемінде 50 нүктеде өлшеу мүмкіндігі;
- -бір рет түсіруде пласт жағдайын сақтай отырып, 420 мл көлемінде 48 үлгіге дейін алу мүмкіндігі;
- -спутниктік байланыс арнасы арқылы Тапсырыс берушіге нақты уақыт режимінде деректерді беру мүмкіндігі;
- -ГДК-ОПК зерттеулерін тәулік бойы (24/7) сүйемелдейтін техникалық сарапшыға (телефон/интернет арқылы) қолжетімділік болуы тиіс;
- -бұрғылау құралымен түсіру мүмкіндігі.
- ҰГЗ деректерін өңдеу нәтижелері бойынша файлдар міндетті түрде келесі ақпаратты қамтуы тиіс: ҰГЗ жүргізілген күні туралы мәліметтер, ҰГЗ жүргізген компанияның атауы, ұңғыма жағдайы мен бұрғылау ерітіндісінің параметрлері туралы ақпарат, енгізілген түзетулер мен қолданылған параметрлер туралы ақпарат, өлшем бірліктері және мнемоникаларды түсіндіретін мәтіндік ақпарат.
- Қызмет көрсету кезінде Орындаушы Қазақстан Республикасының еңбекті қорғау, өнеркәсіптік қауіпсіздік, техникалық және санитарлық қауіпсіздік саласындағы қолданыстағы заңнамасы, стандарттары мен рәсімдерінің талаптарын бұлжытпай сақтауға міндетті.

7. ҰГЗ нәтижелерін ресімдеуге қойылатын талаптар

- Каротаж диаграммаларында келесі мәліметтер болуы тиіс: каротаж қисықтары, тақырып (атауы), қисықтардың масштабы, пайдаланылған аспаптардың түрі туралы ақпарат, зерттеу жүргізу кезінде ұңғыма жағдайы және бұрғылау ерітіндісінің параметрлері;
- ҰГЗ нәтижелері бойынша жедел қорытынды кестелік және графикалық түрде ұсынылуы тиіс;
- Өңдеу және интерпретацияның жедел нәтижелері Тапсырыс берушіге las, word, excel, tiff форматтарында ұсынылуы тиіс;
- ҰГЗ кешенін өңдеу және интерпретациялау бойынша түпкілікті нәтижелер, оның ішінде қорытынды мен интерпретация нәтижелері кестелік және графикалық түрде ұсынылуы тиіс. Нәтижелер Тапсырыс берушіге халықаралық (конверттелетін) форматтарда берілуі тиіс.

8. Қызмет көрсету барысында және аяқталғаннан кейін деректерді ұсыну нысандары

- Аралық ҰГЗ нәтижелері бойынша жедел қорытынды;
- ҰГЗ бастапқы ұңғыма деректері LAS/LIS/DLIS форматтарында;

- Қорытынды ҰГЗ нәтижелері бойынша ұсынымы бар қорытынды;
- Қаптама колонналарын цементтеу сапасы бойынша қорытынды;
- Қызмет көрсету аяқталғаннан кейін орыс тілінде ұңғымада жүргізілген ҰГЗ нәтижелері бойынша жинақталған есеп;
- Жинақталған есеп келесі мәліметтерді / қорытындыларды қамтуы тиіс:
 - ҰГЗ жүргізілген күн мен интервал, әрбір түсіру үшін аспап компоновкасы;
 - Ұңғыма түбінің тереңдігі және алдыңғы колоннаның башмақ орнату тереңдігі (каротаж кабелі бойынша);
 - Алдыңғы ҰГЗ интервалымен сәйкестендіру нәтижелері және барлық түсірулер нәтижелерін өзара үйлестіру туралы ақпарат;
 - Бұралу ерітіндісінің түрі, минералдануы және тығыздығы туралы ақпарат;
 - Белгілі температурада бұрғылау ерітіндісінің, сүзгі ерітіндісінің және сазды қабықтың меншікті электрлік кедергісі туралы ақпарат;
 - Әрбір әдіс бойынша аспап түрі және ұңғыма жағдайына енгізілген түзетулер туралы ақпарат (палитра коды мен пайдаланылған параметрлер көрсетіледі);
 - Аралық және түпкілікті каротаждар бойынша интерпретация және қорытынды;
 - Барлық зерттеу түрлерін біріктіріп кешенді интерпретациялау және қорытындыны ұсыну;
 - Жалпыланған нәтижелер бойынша қорытындылар мен ұсынымдар;
 - Аралық ҰГЗ деректері интерпретациясы қисықтарының планшеті;
 - Қорытынды ҰГЗ деректері интерпретациясы қисықтарының планшеті;
 - ҰГЗ деректерін түпкілікті кешенді интерпретациялау бойынша жиынтық планшет;
 - Планшеттер мен ҰГЗ интерпретация деректерінің форматы салалық стандарттарға сәйкес болуы тиіс;
 - ҰГЗ бастапқы ұңғыма деректері LAS/LIS/DLIS форматтарында.

9. ҰГЗ нәтижелерін өңдеу және интерпретациялау мерзімдері

- ҰГЗ бастапқы ұңғыма деректерін LAS/LIS/DLIS/TIFF форматтарында нақты уақыт режимінде немесе каротаж аяқталғаннан кейін бірден электрондық пошта немесе өзге байланыс арналары арқылы кванттау қадамы 0,1 м-ден аспайтын түрде тапсыру;
- Интерпретацияның алдын ала нәтижелері ҰГЗ жүргізілгеннен кейін алғашқы тәулік ішінде ұсынылуы тиіс;
- Барлық зерттеу түрлері бойынша интерпретацияның түпкілікті нәтижелері планшеттердің қағаз көшірмелерімен бірге ҰГЗ-дың барлық түрлері ұңғымада аяқталған сәттен бастап үш тәуліктен кешіктірілмей ұсынылуы тиіс;
- Арнайы әдістер бойынша ҰГЗ жүргізілген жағдайда түпкілікті нәтижелер ҰГЗ аяқталғаннан кейін бес тәуліктен кешіктірілмей ұсынылады;
- Цементтеудің сапасы бойынша жедел қорытынды ұңғымада жұмыстар аяқталғаннан кейін 12 сағаттан кешіктірілмей берілуі тиіс;
- Геофизикалық партия ұңғымада Тапсырыс беруші өкіліне келесі қисықтарды қамтитын (КС, ГК–НГК, КВ, БК, Т0) жұмыс нұсқасындағы каротаж диаграммасын (1:500 масштабта) ұсынады;
- Барлық ақпарат Тапсырыс берушіге 4 дана электрондық тасымалдағышта (Flash drive) және барлық зерттеу түрлерінің планшеттерінің 4 дана түрлі-түсті қағаз көшірмесінде ұсынылуы тиіс.

10. ҰГЗ орындау кезінде Потенциалды жеткізуші персоналына қойылатын талаптар

Потенциалды жеткізушінің персоналы Қазақстан Республикасының заңнамасында белгіленген мерзімдер мен көлемдерге сәйкес қауіпсіздік және еңбекті қорғау, өндірістік және өрт қауіпсіздігі, электр қауіпсіздігі, алғашқы медициналық көмек көрсету бойынша оқытудан өтуі тиіс және қауіпті өндірістік объектілерде Қызмет көрсетуге арналған тиісті біліктілік құжаттары мен рұқсаттары (куәліктері) болуы қажет.

11. ДЕҚОҚ саласындағы Потенциалды жеткізушіге қойылатын талаптар

– Тапсырыс беруші Қазақстан Республикасының заңнамасының талаптарын, оның ішінде халықтың санитариялық-эпидемиологиялық саламаттылығы, өндірістік және өрт қауіпсіздігі, электр қауіпсіздігі, еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы, қоршаған ортаны қорғау, сондай-ақ кен орындарын игерудің оң тәжірибесі тұрғысынан осы қызмет түріне қолданылатын халықаралық нормалар мен ережелерді сақтау мәселелеріне ерекше назар аударады. Бұл нормалар мен талаптар Қазақстан Республикасының заңнамасында тиісті талаптар болмаған немесе оларды толықтыру қажет болған жағдайда өндірістік міндеттерді жоспарлау және жүзеге асыру кезінде қолданылады. Осыған байланысты Қызметтерді көрсету бойынша Потенциалды жеткізушіге бірқатар талаптар қойылады.

– Орындаушы Қызметтерді көрсету барысында қоршаған ортаны қорғау заңнамасын, экологиялық қауіпсіздік талаптары мен нормаларын және басқа да талаптарды сақтамау салдарынан қоршаған ортаға келтірілген кез келген залал немесе шығын үшін толық жауапкершілікке ие.

– Орындаушы өз есебінен орындалатын Қызметтермен байланысты тәуекелдерді сақтандыру шарттарын жасасуы тиіс, оның ішінде (бірақ олармен шектелмей): Қазақстан Республикасының заңнамасына сәйкес өндірістік жазатайым оқиғалар мен кәсіптік аурулардан қызметкерлерді сақтандыру, сондай-ақ қоршаған ортаны ластаумен байланысты жауапкершілік тәуекелдерін, соның ішінде қоршаған ортаға келтірілген залалды жоюға байланысты шығындарды, үшінші тұлғалар алдындағы азаматтық-құқықтық жауапкершілікті және Қазақстан Республикасының заңнамасында көзделген өзге де сақтандыру түрлерін қамтуы тиіс. Барлық жазатайым оқиғалар, жұмыс уақытының жоғалуына әкелмеген жағдайларды қоса алғанда, тергелуге тиіс. Жазатайым оқиға туралы есеп Тапсырыс берушінің өкіліне 48 сағат ішінде ұсынылуы қажет. Барлық ескерту белгілері қазақ және орыс тілдерінде жазылуы тиіс. Тапсырыс берушінің сұрауы бойынша жұмыс істелген уақыт туралы (адам-сағатпен) мәліметтер Тапсырыс берушінің нысаны бойынша ұсынылуы тиіс.

– Орындаушыда келесі құжаттар болуы және оларды ұсынуы міндетті:

- алкоголь мен есірткіге қатысты саясат;
- персоналдың медициналық қамтамасыз етілуіне қатысты саясат;
- ДЕҚОҚ тәуекелдері мен қауіптерін сәйкестендіру журналы;
- ДЕҚОҚ талаптарының орындалуын бақылайтын жауапты тұлғалар туралы бұйрық;
- өндірістік қауіпсіздік бойынша нұсқаулықтар;
- персоналды тасымалдау кезіндегі қауіпсіздік бойынша нұсқаулықтар;
- қалдықтарды жою, тасымалдау және орналастыру бойынша нұсқаулықтар;
- жазатайым оқиғаларды тергеу бойынша нұсқаулықтар;
- төтенше жағдайларға әрекет ету жоспары.

(Наименование потенциального поставщика)/

(Әлеуетті өнім берушінің атауы

ТАӘ)

М.П./Б.О.

(подпись/ қолы)

(ФИО/