



СП ООО «New Silk Road Oil and Gas» JV «New Silk Road Oil and Gas» LLC

Поставщик /
Vendor: Всем заинтересованным компаниям
All interested companies

Дата/ 09. 07. 2026г.

Date: July 09. 2026

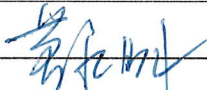
Заказчик /
Client: СП ООО «New Silk Road Oil & Gas»
JV «New Silk Road Oil & Gas» LLC

Тел./Tel: +998 71 238-97-66

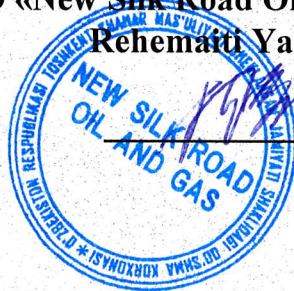
E-mail: pcd@nsrog.uz

Адрес /
Address: Узбекистан, 100084, Ташкент,
ул. А. Тимура 107-Б, МБЦ, Блок С, 11 этаж
11th Floor, Block C, IBC Building
107-B, Amir Temur Street
Tashkent, 100084, Uzbekistan

Факс/Fax: +998 71 238-97-67

Данный документ является запросом цен на нижеследующие товары / услуги. Расценки и любой заказ на поставку последующий за данным запросом должны быть подготовлены в соответствии с условиями, указанными ниже. Покупатель оставляет за собой право принять или отклонить предложение по нескольким позициям товаров / услуг или в целом. Данный документ не должен рассматриваться как заказ на поставку товаров/ услуг. This is a request for quotation on the material/services given below. Quotations and any purchase/service order subsequently issued in connection herewith will be subject to the conditions herein. The right is reserved to accept or reject quotations on each item separately or as a whole. This is not a PO.				Срок подачи предложения/ Deadline for receipt of quotation: 19 июля 2026г. до 12:00 19 July 2026, 12:00 Tashkent time	
ПОЖАЛУЙСТА, ЗАПОЛНИВ НИЖЕСЛЕДУЮЩУЮ ФОРМУ С УКАЗАНИЕМ КОЛИЧЕСТВА ТОВАРА / УСЛУГИ, ЦЕНУ ЕДИНИЦЫ, ОБЩУЮ СУММУ, СРОК ПОСТАВКИ И ВСЮ НЕОБХОДИМУЮ ИНФОРМАЦИЮ ВЕРНИТЕ КАК ЧАСТЬ ВАШЕГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ. PLEASE FILL IN UNIT, UNIT PRICE, EXTENDED PRICE, DELIVERY DATE, AND ALL REQUIRED INFORMATION; RETURN THIS FORM AS PART OF YOUR PROPOSAL BY E-MAIL.					
№	Товары / Услуги Material / Service	Описание / Description Text	Цена за товар Price for goods	Период обслуживания Service period	
1	Выполнение услуг по проведению бурение горизонтальной скважины №XSH-1105H на участке «Ходжасаят» газоконденсатного месторождения «Денгизкуль» «СП ООО New Silk Road Oil and gas» (далее – Заказчик).	Согласно Технического Задания		2026	
			Итого/Total:		
Место предоставления услуг: Бухарская область, Алатский район, МФЙ Кирлишон					
Условия оплаты: После подписания договора (по перечислению). Payment conditions: After conclusion of the contract (by bank transfer).					
 Составил/Issued by:			 Проверил/Authorized by:		

Утверждаю
Главный инженер
СП ООО «New Silk Road Oil and Gas»
Rehemaiti Yaermaimaiti



ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на бурение горизонтальной скважины
на участке «Ходжасаят» газоконденсатного месторождения
«Денгизкуль» СП ООО «New Silk Road Oil and Gas»

I. Географические и экологические данные

1. Координаты устья скважины: абсцисса X: 4343975,00 м, ордината Y: 11580482,00 м

Положение тектоники: расположено в районе скважины Ходжасаят Чарджоуской ступени Амударьинского бассейна.

Географическое положение: расположено в 1573м к северо-западу от скважины Ходжасаят-101, в 1238м к востоку-юго-востоку от скважины Ходжасаят-102 и в 1240м к западу-северо-западу от скважины Ходжасаят-1103.

II. Рельеф, геоморфология и транспортные условия

Участок скважины расположен в Каракульском районе Бухарской области Узбекистана. К югу от участка находится небольшое озеро. Поверхность участка скважины представляет собой пустынные и озерно-болотистые ландшафты. Высота над уровнем моря составляет 185 м. Рельеф характеризуется повышением на севере и понижением на юге, в целом является достаточно равнинным. Участок скважины относится к резко континентальному муссонному климату. Зимой минимальная температура воздуха достигает -25°C , летом максимальная температура воздуха достигает $+45^{\circ}\text{C}$. Летом и осенью часто дуют сильные ветры с песчаными бурями. За исключением зимы, которая является сезоном дождей, в остальное время года здесь сухо и выпадает мало осадков. Вблизи имеется сеть каналов, включая Аму-Бухарский канал, а также ирригационные и водосборные каналы и гидротехнические сооружения. Примерно в 1,5 км к востоку от участка скважины проходит грунтовая дорога, которая напрямую соединяется с автомагистралью первой категории Бухара — Каракуль — Алат. Эта автомагистраль пересекает Каракульский участок с юго-востока на северо-запад. Вдоль нее проложены железнодорожная линия, газопровод и линии электропередачи, а также расположены населённые пункты различной величины. Транспортное сообщение является относительно удобным.

III. Геологические требования

(I) Цель бурения

1. При проектировании горизонтального участка учтены радиус дренирования, пологий характер структуры и зоны с высоким уровнем поддержания пластового давления.
2. Горизонтальный участок проектной скважины заложен в сводовой части структуры, где в районе скважин Ходжасаят-1109 и Ходжасаят-101 фиксируются активные нефтегазопроявления.
3. Горизонтальный участок характеризуется значительной мощностью коллектора: мощность пласта XV-2-2 составляет 14,5м.

(II) Проектная глубина скважины

коллектора: мощность пласта XV-2-2 составляет 14,5м.

(II) Проектная глубина скважины

Глубина по стволу — 3141,69м, вертикальная глубина — 2495,00м.

(III) Тип скважины: газодобывающая

(IV) Тип скважины: горизонтальная

(V) Координаты целевых точек

Целевая точка	Абсцисса X (м)	Ордината Y (м)	Глубина над уровнем моря (м)	Вертикальная глубина (м)	Допуск по горизонтали (м)	Допуск по вертикали (м)
Целевая точка А	4343566,17	11580419,73	-2305	2500,00	Левый 10 / Правый 10	Верхний 2 / Нижний 2
Целевая точка (В)	4343165,02	11580316,14	-2300	2495,00	Левый 10 / Правый 10	Верхний 2 / Нижний 2

(VI) Целевые горизонты: верхнеюрский отдел - келловей-оксфордский ярус (J_{3k+o}), пласт XV-2-2.

(VII) Горизонт окончания бурения и принципы завершения бурения

1. Горизонт окончания бурения: верхнеюрский отдел - келловей-оксфордский ярус (J_{3k+o}), пласт XV-2-2.

2. Принцип окончания бурения: бурение завершается по достижении конечной целевой точки В горизонтального участка.

3. Способ заканчивания скважины: заканчивание спуском обсадной колонны и цементированием.

(VIII) Геологический разрез и нефтегазоводоносные пласты

1. Прогноз вскрываемых отложений

Геологический возраст					Литология	Глубина подошвы по вертикали м
Эратема	Система	Отдел	Свита	Типичный слой		
Кайнозой Cz	Четвертичная система Q	/	/	/	Светлые глины, алевролиты и песчаники, выше которых залегают современные аллювиальные и делювиальные отложения песков, мелкого гравия и суглинков.	80
	Неогеновая система N	/	/	/		
	Палеогеновая система E	/	/	/	Сложен светло-серыми известняками, зелено-серыми глинами и пестрыми глинами с прослоями песчаников и	440

Мезозой Mz	Меловая система К	Верхний отдел K ₂	Сеноман K _{2sn}	VII	Переслаивание песчаников и серых-темно-серых глинистых сланцев.	935
			Турон K _{2t}	VIII	Серые глинистые сланцы и темно-серые алевроитовые глинистые сланцы с прослоями песчаников.	1160
			Сеноман K _{2sm}	IX	Переслаивание зелено-серых песчаников, алевролитов и глинистых сланцев.	1425
				X	Преимущественно представлены переслаиванием различных типов песчаников: бурых песчаников, глауконитово-полевошпатово-кварцевых песчаников, слюдистых песчаников, а также незначительным количеством известковистых песчаников.	
		Нижний отдел K ₁	Альб K _{1al}	XI	Состоит преимущественно из переслаивания песчаников, алевролитов и сланцев.	1745
			Апт K _{1apt}	XII	Серые песчаники, мелкозернистые песчаники, слюдистые песчаники, а также серые алевролиты, черно-коричневые глинистые сланцы.	1875
			Неоком K _{1nc}	XIII	Коричневато-бурые песчаники, кирпично-красные песчаники, серые песчаники, местами глинистые, с тонкими прослоями аргиллитов.	2110
				XIV	Плотный темно-серый – черный глинистый известняк.	
	Юрская система J	Верхний отдел J ₃	Кимеридж-титонский ярус J ₃ km+t	Верхний ангидритовый горизонт	Сложен особым ангидритовым слоем, содержащим алевроитовые глины.	2427
				Верхняя соляная толща	Сложена светло-серой полупрозрачной кристаллической каменной солью с тонкими прослоями и включениями ангидрита.	
				Средний ангидритовый горизонт	Сложен серым ангидритом.	
				Нижняя соляная толща	Сложена светло-серой полупрозрачной кристаллической каменной солью с тонкими прослоями и включениями ангидрита.	
				Нижний ангидритовый горизонт	Темно-серый плотный массивный ангидрит.	

				вый горизонт		
			Келловей-оксфордский ярус Jз+o	XV-1	Высокопористый известняковый интервал с тонкими прослоями плотного ангидрита.	2453
				Прослой гипса	Ангидритовый горизонт.	2466
				XV-2-1	Темно-серые плотные глинистые известняки	2484
				XV-2-2	чередуются со светлыми высокопористыми комковатыми водорослевыми известняками.	A:2500 B:2495

2. Ожидаемое положение нефтегазоносных пластов:

Газоносный пласт: интервал 2427-2453м (вертикальная глубина), вертикальная мощность 26м, келловей-оксфордский ярус, пласт XV-1.

Газоносный пласт: интервал 2466-2500м (вертикальная глубина), вертикальная мощность 34м, келловей-оксфордский ярус, пласт XV-2.

3. Пластовое давление и температура

3.1 Прогнозируемое пластовое давление и температура

Согласно данным замеров NSROG по блоку Каракуль, коэффициент пластового давления составляет 1,06-1,1, температурный градиент — от 3,54°C/100м, что соответствует нормальной термобарической системе. Статистические данные измеренных температур по газовым залежам района представлены в таблице ниже. На основе кривых зависимости пластового давления от глубины и геотермической температуры от глубины прогнозируемое пластовое давление газоносных горизонтов юрской системы в данной скважине составляет от 25,92МПа до 26,65МПа, а пластовая температура — от 103,0°C до 105,5°C. Прогнозные значения пластового давления по данным замеров температуры и давления в соседних скважинах приведены в таблице ниже.

Таблица фактических данных о давлении в пробуренных скважинах на газоконденсатном месторождении Ходжасаят

Номер скважины	Глубина скважины (м)	Глубина по абсолютной отметке, м	Испытательное давление, МПа	Коэффициент давления
Xisha-1	2432,25	-2239,2	26,061	1,093
Xisha-2	2414,76	-2222,99	25,655	1,083
	2389,92	-2198,15	24,885	1,064
Xisha-101	2416,87	-2217,87	26,401	1,092
Xisha-102	2444,56	-2254,66	25,578	1,068
	2357,76	-2167,86	25,298	1,095
Xisha-103	2467,71	-2267,67	26,37	1,091

Xisha-104	2486,87	-2289,09	26,02	1,066
	2465,22	-2267,44	25,84	1,068
Xisha-1107	2494,00	-2298,48	17,90	0,73

Таблица фактических данных о температуре в пробуренных скважинах на газоконденсатном месторождении Ходжасаят

Номер скважины	Глубина испытания, м	Температура испытания °С
Xisha-1	2432,25	99,390
Xisha-2	2414,76	99,124
	2389,92	98,418
Xisha-101	2934,73	119,348
	2416,87	101,892
Xisha-102	2444,56	101,367
	2357,76	99,609
Xisha-103	2467,67	104,520
	2414,64	103,740
Xisha-104	2486,87	102,710
	2465,22	104,210
	2427,72	104,110
Xisha-1107	2494,00	102,787

Статистическая таблица температуры обнаруженных газовых залежей на блоке Каракуль (по данным узбекской стороны)

Нефтегазоконденсатное месторождение	Объект расчета	Температура, °С
Месторождение Тегирмен		
Тегирмен	XV-1	97,6
Тегирмен	XV-2a	98,8
Тегирмен	XV-2б	99,2
Месторождение Западный Тегирмен		
Западный Тегирмен	XV-1	97,2
Западный Тегирмен	XV-пр	98,2
Западный Тегирмен	XV-2a	98,3
Западный Тегирмен	XV-2б	98,4
Месторождение Узуншор		
Узуншор	XV-1a	99
Узуншор	XV-1б	99,4
Узуншор	XV-2	99,8
Месторождение Северный Тегирмен		
Северный Тегирмен	XV-1a	91,0
Северный Тегирмен	XV-1б	91,4

Северный Тегирмен	XV-2	92,1
-------------------	------	------

Таблица прогнозируемых данных о давлении по вскрываемым пластам

Пласт	Вертикальная глубина (м)	Давление (МПа)	Коэффициент пластового давления	Пласт	Вертикальная глубина (м)	Давление (МПа)	Коэффициент пластового давления
Сеноманский ярус	931	10,4	1,14	Неоком-аптский ярус	2107	22,5	1,09
Туронский ярус	1155	12,7	1,12	Кимеридж-титонский ярус	2424	25,7	1,08
Сеноманский ярус	1418	15,4	1,11	Келловей-оксфордский ярус	2514	26,7	1,08
Альбский ярус	1735	18,7	1,10	/	/	/	/

3.2 Давление разрыва пласта

Скважины Xisha-1, Xisha-2, Xisha-101 и Xisha-102 были опрессованы на глубинах 2412м, 2472м, 2439м и 2421м соответственно, с соответствующими коэффициентами давления 1,77, 1,86, 1,8 и 1,84, поглощения бурового раствора не произошло. На основе статистических данных об изменении пластового давления и температуры с глубиной по блоку Каракуль выполнен прогноз давления разрыва горных пород. Прогнозируемое давление разрыва пород целевого келловей-оксфордского пласта составляет 41,50МПа.

3.3 Риски при бурении

3.3.1 Токсичные и вредные газы

Результаты бурения и испытаний на соседних структурах показали, что добываемый природный газ содержит H_2S и CO_2 . При испытании скважин Тегирмен-2 пропластке J_{3k+o} XV-2 концентрация H_2S в добываемом газе достигла 4,62% и 4,62%; при испытании скважины Западный Тегирмен-4 в пропластке J_{3k+o} XV-2 концентрация H_2S составила 3,62% и 3,4%; при испытании скважины Северный Тегирмен-1 в пропластке J_{3k+o} XV-1 концентрация H_2S достигла 0,0003%, концентрация CO_2 — от 0,77% до 0,8%; при испытании скважины Узуншор-2 в пропластке J_{3k+o} XV-1 концентрация H_2S составила 0,34%, концентрация CO_2 — 1,85%; в процессе испытания скважины Восточный Алат-1 в пропластке J_{3k+o} XV-1 содержание H_2S достигло 0,91%; в процессе испытания скважины Xiji-1 в пропластках J_{3k+o} XV-1+XV-2 содержание H_2S составило 0,24%; в ходе промежуточного испытания скважины Xisha-1 в пропластках J_{3k+o} XV-1+XV-2 содержание H_2S достигло 1,5%, содержание CO_2 — 3,0%; при испытании скважины Xisha-101 в пропластке J_{3k+o} XV-2 содержание H_2S составило 3,3%, содержание CO_2 — 1,79%, что характеризует данный пласт как высокосернистый газоносный пласт; при испытании скважины Xisha-102 в пропластке J_{3k+o} XV-1 пласт признан бессернистым. Следовательно, в процессе

строительства данной скважины следует предусмотреть меры по защите от H₂S и CO₂ для обеспечения безопасности персонала и имущества на буровой площадке и прилегающей территории.

3.3.2 Риски при бурении

На поверхности залегают переслаивающиеся серые и темно-серые глинистые сланцы с прослоями алевролитов и песчаников, что может привести к сужению ствола скважины, вызывая такие осложнения, как нестабильность ствола, обвалы породы с выпадением кусков, заедание долота, прихваты и поглощение бурового раствора. В верхней части целевого горизонта гипсово-солевые пласты склонны к сужению ствола, обрушению стенок скважины и поглощению бурового раствора, что вызывает прихваты и другие осложнения. В процессе бурения необходимо осуществлять профилактику и контроль рисков.

IV. Технические показатели и требования к качеству

(I) Требования к качеству ствола скважины

1. Требования к качеству ствола скважины на вертикальном участке

Глубина скважины (м)	Искривление ствола скважины, °	Темп изменения полного угла (°/30м)	Горизонтальное смещение (м)
0~500	≤2	≤1,6	≤15
~1000	≤3		≤30
~1500	≤4	≤2,0	≤40
~2080			≤50

2. Требования к качеству ствола наклонного участка

Интервал скважины (м)	Интервал инклинометрии (м)	Точка входа в цель (точка А)					
		Вертикальная глубина (м)	Угол отклонения (°)	Азимут (°)	Горизонтальное смещение (м)	Допуск по горизонтали, м	Допуск по вертикали, м
2080-3141.6 9	30	2500,00	90,69	194,48	413,55	±10	±2
		Конечная целевая точка В					
		Вертикальная глубина (м)	Угол отклонения (°)	Азимут (°)	Горизонтальное смещение (м)	Допуск по горизонтали, м	Допуск по вертикали, м
		2495,00	90,69	194,48	826,79	±15	±2

		Примечание: (1) Средний коэффициент кавернозности ствола скважины в открытом интервале под эксплуатационную колонну $\leq 20\%$, в целевом пласте — $\leq 15\%$. (2) Траектория бурения горизонтального участка должна строго выдерживаться в пределах проектной точки входа в целевой пласт.
--	--	--

Примечание: Приведенные выше данные по пластам рассчитаны исходя из проектной альтитуды ротора 195,0м. В процессе бурения параметры подлежат своевременной корректировке с учетом фактической альтитуды ротора и положения целевого газоносного пласта, исходя из принципа соответствия геологическим требованиям.

3. Требования к инклинометрии. Подрядчик должен предоставить систему навигации, позволяющие в процессе строительства контролировать направление азимут и координацию построения участка набора угла и горизонтальную секцию скважины. Телеметрия должна обеспечивать передачу данных в процессе бурения согласно своему техническому регламенту.

На вертикальном участке интервал инклинометрии не более 300м, на участке стабилизации зенитного угла — не более 100м, на участке набора зенитного угла — не более 30м.

4. Требования к интенсивности искривления ствола скважины на наклонном участке

Глубина по стволу (м)	Длина интервала (м)	Угол отклонения (°)	Вертикальная глубина (м)	Интенсивность искривления ствола (°/30 м)	Предельно допустимая интенсивность искривления ствола (°/30 м)	Примечание
2080,00	2080,00	0,00	2080,00	0,00	/	Участок вертикальной скважины
2461,03	381,03	55,88	2403,42	4,40	7,40	Участок набора зенитного угла
2503,06	42,04	55,88	2427,00	0,00	3	Кровля келловей-оксфордского яруса / промежуточное заканчивание
2536,97	33,91	55,88	2446,02	0,00	3	Участок держания угла наклона
2727,35	190,37	90,69	2500,00	5,60	8,6	Целевая точка А
3141,69	414,34	90,69	2495,00	0,00	3	Целевая точка В

Примечание: При корректировке фактической геологической траектории бурения предельная интенсивность набора зенитного угла соответствующим образом корректируется в зависимости от фактической траектории.

(II) Требования к качеству цементирования

Порядок бурения	Диаметр долота, мм	Интервал скважины (м)	Диаметр обсадной колонны (мм)	Глубина спуска обсадной колонны (м)	Тампонируемый участок скважины (м)	Глубина установки стоп-кольца (м)	Комплекс ГИС	Требования к качеству цементирования
-----------------	--------------------	-----------------------	-------------------------------	-------------------------------------	------------------------------------	-----------------------------------	--------------	--------------------------------------

Направляющий ствол	Ф660,4	~20	Ф508	20	0~20	/	/	Цементный раствор возвращается на землю.
Бурение под кондуктор	Ф444,5	~260	Ф339,7	~260	0~260	245	CBL	Соответствует
Бурение под тех. колонну	Ф311,2	~2503,06	Ф244,5	~2503,06	0~2503,06	2478	CBL	Соответствует
Бурение под экс. колонну	Ф215,9	~3141,69	Ф139,7	~3141,69	0~3141,69	3116	CBL	Соответствует

Примечание: Геологическим проектом предусмотрено проведение акустического амплитудного каротажа (CBL). На месте производства работ, в зависимости от фактического качества цементирования или требования заказчика, может быть принято решение о проведении плотностного каротажа (VDL).

V. Проектирование работ

(I) Указания по геологическим осложнениям

1. На вертикальном участке — предотвращение искривления, на наклонном участке и участке с большим углом наклона — предотвращение прихватов и обрушения стенок скважины.
2. На поверхности залегают переслаивающиеся серые и темно-серые глинистые сланцы с прослоями алевролитов и песчаников, что может привести к сужению ствола скважины, вызывая такие осложнения, как нестабильность ствола, обвалы породы с выпадением кусков, заедание долота, прихваты и поглощение бурового раствора. В верхней части целевого горизонта гипсово-солевые пласты склонны к сужению ствола, обрушению стенок скважины и поглощению бурового раствора, что вызывает прихваты и другие осложнения. В процессе бурения необходимо осуществлять профилактику и контроль рисков.
3. Результаты бурения и испытаний на соседних структурах показали, что добываемый природный газ содержит H_2S и CO_2 . В процессе бурения данной скважины необходимо обеспечить подготовку к защите от H_2S и CO_2 , гарантируя безопасность персонала и имущества на территории буровой площадки и в ее окрестностях.

(II) Конструкция ствола скважины

1. Схема конструкции ствола скважины

Пласт	Вертикальная глубина (м)	Прогноз коэффициента пластового давления	Конструкция ствола скважины
-------	--------------------------	--	-----------------------------

1. Схема конструкции ствола скважины

Пласт	Вертикальная глубина (м)	Прогноз коэффициента пластового давления	Конструкция ствола скважины
Четвертичная система Неогеновая система N	80	1,14	 Бурение под кондуктор: долото $\Phi 444,5\text{мм} \times 260\text{м}$ Кондуктор $\Phi 339,7\text{мм} \times 260\text{м}$ Цементный раствор при цементировании доведён до устья скважины (до поверхности) Бурение под техническую колонну: долото $\Phi 311,2\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ Техническая обсадная колонна $\Phi 244,5\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ Цементирование с выходом цементного раствора на дневную поверхность $\Phi 139,7\text{мм}$ Ступенчатый муфт дифференциального действия + $\Phi 139,7\text{мм}$ внешнетрубный пакер обсадной колонны + $\Phi 88,9\text{мм}$ заглушка до глубины $2503,06\text{м}$ Бурение под эксплуатационную колонну: долото $\Phi 215,9\text{мм} \times 3141,69\text{м}$ Эксплуатационная колонна $\Phi 139,7\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ + щелевая фильтровая труба $\Phi 139,7\text{мм} \times 3141,69\text{м}$ Цементирование с выходом цементного раствора на дневную поверхность
Палеогеновая система E	440		
Сеноман K_{2sn}	935		
Турон K_{2t}	1160	1,12	 Бурение под кондуктор: долото $\Phi 444,5\text{мм} \times 260\text{м}$ Кондуктор $\Phi 339,7\text{мм} \times 260\text{м}$ Цементный раствор при цементировании доведён до устья скважины (до поверхности) Бурение под техническую колонну: долото $\Phi 311,2\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ Техническая обсадная колонна $\Phi 244,5\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ Цементирование с выходом цементного раствора на дневную поверхность $\Phi 139,7\text{мм}$ Ступенчатый муфт дифференциального действия + $\Phi 139,7\text{мм}$ внешнетрубный пакер обсадной колонны + $\Phi 88,9\text{мм}$ заглушка до глубины $2503,06\text{м}$ Бурение под эксплуатационную колонну: долото $\Phi 215,9\text{мм} \times 3141,69\text{м}$ Эксплуатационная колонна $\Phi 139,7\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ + щелевая фильтровая труба $\Phi 139,7\text{мм} \times 3141,69\text{м}$ Цементирование с выходом цементного раствора на дневную поверхность
Сеноман K_{2sm}	1425	1,11	
Альб K_{1al}	1745	1,1	
Апт K_{1apt}	1875	1,09	 Бурение под кондуктор: долото $\Phi 444,5\text{мм} \times 260\text{м}$ Кондуктор $\Phi 339,7\text{мм} \times 260\text{м}$ Цементный раствор при цементировании доведён до устья скважины (до поверхности) Бурение под техническую колонну: долото $\Phi 311,2\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ Техническая обсадная колонна $\Phi 244,5\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ Цементирование с выходом цементного раствора на дневную поверхность $\Phi 139,7\text{мм}$ Ступенчатый муфт дифференциального действия + $\Phi 139,7\text{мм}$ внешнетрубный пакер обсадной колонны + $\Phi 88,9\text{мм}$ заглушка до глубины $2503,06\text{м}$ Бурение под эксплуатационную колонну: долото $\Phi 215,9\text{мм} \times 3141,69\text{м}$ Эксплуатационная колонна $\Phi 139,7\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ + щелевая фильтровая труба $\Phi 139,7\text{мм} \times 3141,69\text{м}$ Цементирование с выходом цементного раствора на дневную поверхность
Неоком K_{1nc}	2110		
Кимеридж-титонский ярус J_{3km+t}	2427	1,08	 Бурение под кондуктор: долото $\Phi 444,5\text{мм} \times 260\text{м}$ Кондуктор $\Phi 339,7\text{мм} \times 260\text{м}$ Цементный раствор при цементировании доведён до устья скважины (до поверхности) Бурение под техническую колонну: долото $\Phi 311,2\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ Техническая обсадная колонна $\Phi 244,5\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ Цементирование с выходом цементного раствора на дневную поверхность $\Phi 139,7\text{мм}$ Ступенчатый муфт дифференциального действия + $\Phi 139,7\text{мм}$ внешнетрубный пакер обсадной колонны + $\Phi 88,9\text{мм}$ заглушка до глубины $2503,06\text{м}$ Бурение под эксплуатационную колонну: долото $\Phi 215,9\text{мм} \times 3141,69\text{м}$ Эксплуатационная колонна $\Phi 139,7\text{мм} \times 2503,06\text{м}$ + щелевая фильтровая труба $\Phi 139,7\text{мм} \times 3141,69\text{м}$ Цементирование с выходом цементного раствора на дневную поверхность
Келловей-оксфордский ярус J_{3k+o}	A:2500 B:2495	1,08	

2. Таблица конструкции ствола скважины

Порядок бурения	Глубина скважины (м)	Размер долота (мм)	Диаметр обсадной колонны (мм)	Стратиграфический горизонт спуска обсадной колонны	Глубина спуска колонны (м)	Цементный раствор в затрубном пространстве возвращается к глубине скважины (м)
Направляющий ствол (круглый шахтный ствол)	20	$\Phi 660,4$	$\Phi 508$	Четвертичная система Q	20	Дневная поверхность
Бурение под кондуктор	~260	$\Phi 444,5$	$\Phi 339,7$	Палеогеновая система E	260	Дневная поверхность

Бурение под тех. колонну	~2503,06	Ф311,2	Ф244,5	Юрская система J_3k+m+t	2503,06	Дневная поверхность
Бурение под экс. колонну	~3141,69	Ф215,9	Ф139,7	Юрская система J_3k+o	3141,69	Дневная поверхность

3. Описание конструкции ствола скважины

Порядок бурения	Диаметр обсадной колонны (мм)	Описание конструкции
Направляющий ствол (круглый шахтный ствол)	Ф508	Перед началом бурения спускается направление диаметром 508мм на глубину 20м. Требования: вертикальное центрирование направления, подъем цементного раствора до поверхности для закрепления рыхлых поверхностных отложений и создания надежных условий на устье для последующего бурения.
Бурение под кондуктор	Ф339,7	Бурение долотом Ф444,5мм до глубины 260м, спуск кондуктора Ф339,7мм для изоляции рыхлых и неустойчивых поверхностных отложений. Цементирование с подъемом цементного раствора до поверхности для создания условий контроля устья и безопасного бурения.
Бурение под тех. колонну	Ф244,5	Бурение долотом Ф311,2мм до глубины 2503,06м с промежуточным заканчиванием (до кровли пласта XV-1 келловей-оксфордского яруса). Изоляция песчаных отложений верхнего мела и соленосно-гипсовой толщи кимеридж-титонского яруса J_3k+m+t для подготовки к вскрытию нижележащих нефтегазоносных пластов. Спуск технической обсадной колонны Ф244,5мм. Цементирование с подъемом цементного раствора до поверхности для создания условий безопасного бурения под эксплуатационную колонну.
Бурение под экс. колонну	Ф139,7	Бурение долотом Ф215,9мм до проектной глубины 3141,69м (целевая точка В) с окончанием бурения. При спуске составной обсадной колонны диаметром 139,7 мм (обсадная труба + целевая фильтровая труба) Применена технология частичного цементирования, цементный раствор поднят до устья скважины.

4. Проектирование траектории горизонтальной скважины

4.1 Таблица параметров траектории ствола горизонтальной скважины

Интервал скважины	Глубина скважины (м)	Длина интервала (м)	Угол отклонения (°)	Азимут (°)	Вертикальная глубина (м)	N(+)/S(-) Координаты (м)	E(+)/W(-) Координаты (м)	Горизонтальное смещение (м)	Интенсивность набора зенитного угла (°/30м)
Точка набора зенитного угла	2080,00	2080,00	0,00	0,00	2080,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Участок набора зенитного угла	2461,03	381,03	55,88	186,85	2403,42	-170,32	-20,46	171,55	4,40
Кровля келловей-оксфордс	2503,06	42,03	55,88	186,85	2427,00	-204,88	-24,62	206,35	0,00

наклона									
Целевая точка А	2727,35	190,38	90,69	194,48	2500,00	-408,83	-62,27	413,55	5,60
Целевая точка В	3141,69	414,34	90,69	194,48	2495,00	-809,98	-165,86	826,79	0,00

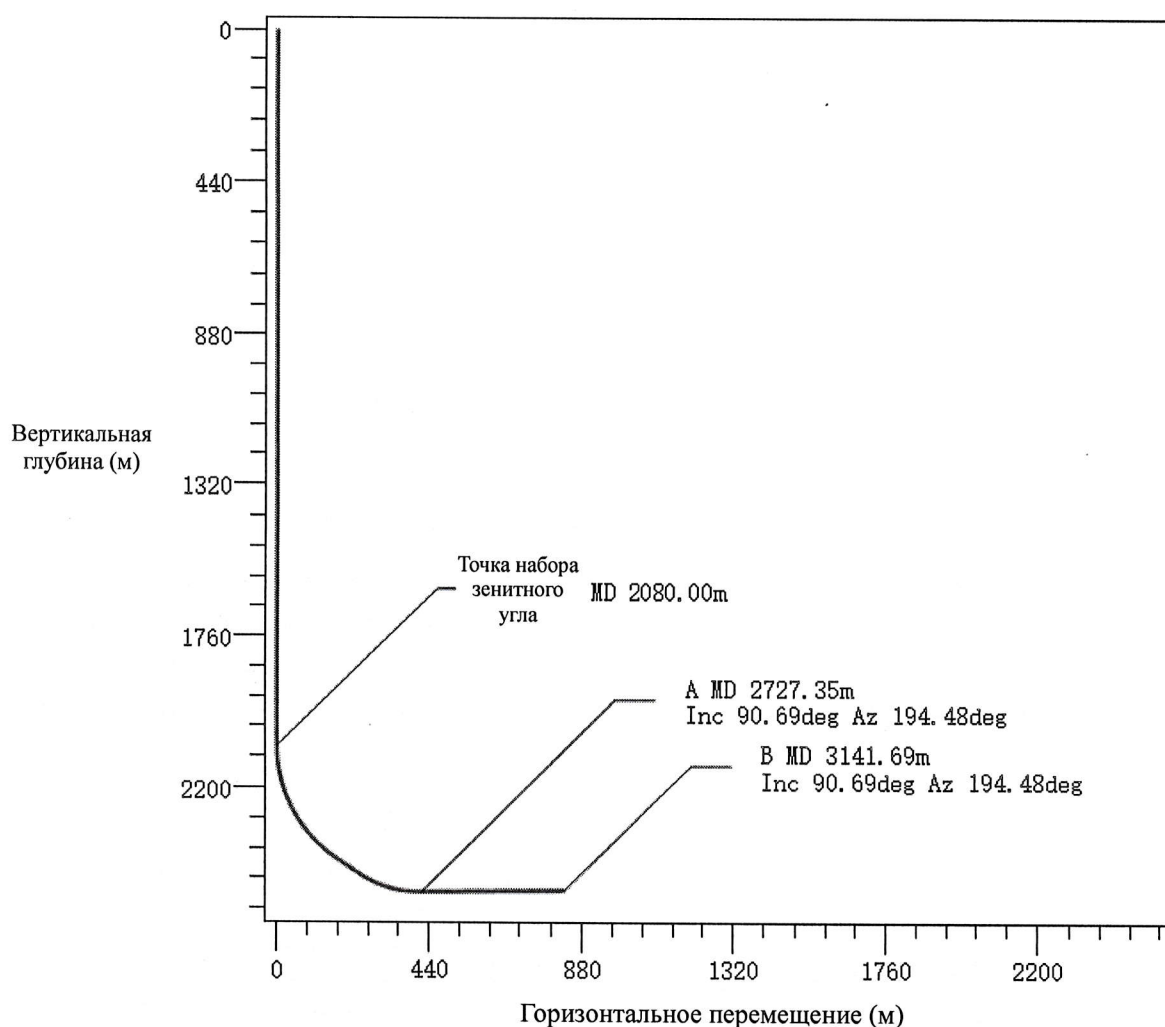
Примечание: Приведенные выше данные рассчитаны для альтитуды ротора 195,0м. В процессе бурения следует своевременно корректировать параметры в соответствии с положением основных продуктивных пластов, руководствуясь принципом соответствия геологическим требованиям.

4.2 Детализированные параметры траектории ствола горизонтальной скважины

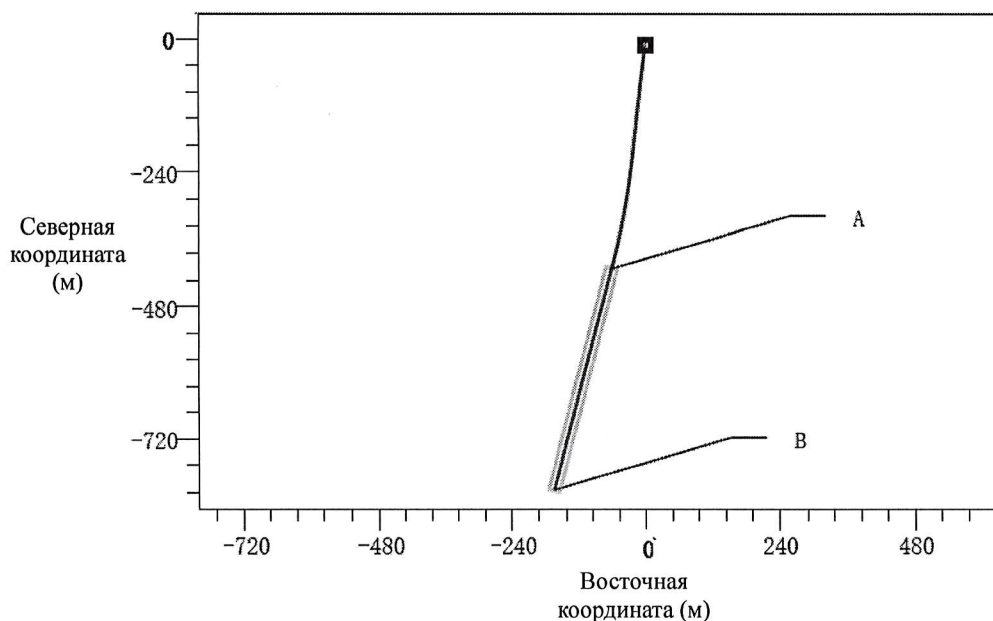
Глубина скважины (м)	Угол отклонения (°)	Азимут (°)	Вертикальная глубина (м)	N(+)/S(-) Координаты (м)	E(+)/W(-) Координаты (м)	Горизонтальное смещение (м)	Интенсивность набора зенитного угла (°/30м)
2080,00	0,00	0,00	2080,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2100,00	2,93	186,85	2099,99	-0,51	-0,06	0,51	4,40
2130,00	7,33	186,85	2129,86	-3,17	-0,38	3,20	4,40
2160,00	11,73	186,85	2159,44	-8,10	-0,97	8,16	4,40
2190,00	16,13	186,85	2188,55	-15,27	-1,84	15,38	4,40
2220,00	20,53	186,85	2217,02	-24,64	-2,96	24,82	4,40
2250,00	24,93	186,85	2244,69	-36,15	-4,34	36,41	4,40
2280,00	29,33	186,85	2271,38	-49,73	-5,98	50,09	4,40
2310,00	33,73	186,85	2296,94	-65,30	-7,85	65,77	4,40
2340,00	38,13	186,85	2321,23	-82,78	-9,95	83,37	4,40
2370,00	42,53	186,85	2344,09	-102,05	-12,26	102,79	4,40
2400,00	46,93	186,85	2365,40	-123,01	-14,78	123,90	4,40
2430,00	51,33	186,85	2385,02	-145,53	-17,49	146,58	4,40
2460,00	55,73	186,85	2402,85	-169,48	-20,36	170,70	4,40
2461,03	55,88	186,85	2403,42	-170,32	-20,46	171,55	4,40
2490,00	55,88	186,85	2419,67	-194,14	-23,33	195,53	0,00
2503,06	55,88	186,85	2427,00	-204,88	-24,62	206,35	0,00
2520,00	55,88	186,85	2436,50	-218,80	-26,29	220,37	0,00
2536,97	55,88	186,85	2446,02	-232,75	-27,96	234,42	0,00
2550,00	58,25	187,50	2453,10	-243,60	-29,33	245,36	5,60
2580,00	63,72	188,89	2467,65	-269,55	-33,08	271,57	5,60
2610,00	69,20	190,15	2479,62	-296,66	-37,63	299,04	5,60
2640,00	74,69	191,32	2488,92	-324,67	-42,95	327,50	5,60
2670,00	80,18	192,44	2495,44	-353,32	-48,98	356,70	5,60

2700,00	85,68	193,51	2499,13	-382,32	-55,66	386,35	5,60
2727,35	90,69	194,48	2500,00	-408,83	-62,27	413,55	5,60
2730,00	90,69	194,48	2499,97	-411,40	-62,93	416,18	0,00
2760,00	90,69	194,48	2499,61	-440,44	-70,43	446,04	0,00
2790,00	90,69	194,48	2499,24	-469,49	-77,93	475,91	0,00
2820,00	90,69	194,48	2498,88	-498,53	-85,43	505,80	0,00
2850,00	90,69	194,48	2498,52	-527,58	-92,93	535,70	0,00
2880,00	90,69	194,48	2498,16	-556,62	-100,44	565,61	0,00
2910,00	90,69	194,48	2497,80	-585,67	-107,94	595,53	0,00
2940,00	90,69	194,48	2497,43	-614,71	-115,44	625,46	0,00
2970,00	90,69	194,48	2497,07	-643,76	-122,94	655,39	0,00
3000,00	90,69	194,48	2496,71	-672,80	-130,44	685,33	0,00
3030,00	90,69	194,48	2496,35	-701,85	-137,94	715,27	0,00
3060,00	90,69	194,48	2495,99	-730,89	-145,44	745,22	0,00
3090,00	90,69	194,48	2495,62	-759,94	-152,94	775,18	0,00
3120,00	90,69	194,48	2495,26	-788,98	-160,44	805,13	0,00
3141,69	90,69	194,48	2495,00	-809,98	-165,86	826,79	0,00

4.3 Вертикальная проекция траектории ствола наклонно-направленной скважины



4.4 Горизонтальная проекция траектории ствола наклонно-направленной скважины



(III) Выбор буровой установки и основное буровое оборудование

Принимая во внимание необходимость обеспечения возможности работы в сложных условиях при бурении данной скважины, рекомендуется выбрать буровую установку серии ZJ50 с высокой степенью новизны и высотой основания более 7,5м. Рекомендуется оснастить установку верхним приводом для повышения эффективности при ликвидации осложнений.

№ п/п	Наименование		Модель	Спецификация		Количество	Примечание
				Нагрузка (кН)	Мощность (кВт)		
I	Буровая установка		ZJ50DB/50L	3150		1	
II	Буровая вышка		JJ315/45-K4	3150		1	Основание $\geq 7,5$ м
III	Подъемная система	Лебедка	JC-50		1100	1	
		Кронблок	TC-315	3150		1	
		Талевой блок	YC-315	3150		1	
		Крюк	DG-315	3150		1	
		Вертлюг	SL-450-5	4500		1	
IV	Верхний привод			3150			
V	Ротор		ZP-275	3150		1	
VI	Конфигурация циркуляционной системы	Буровой насос №1	F-1600		1193	1	
		Буровой насос №2	F-1600		1193	1	
		Высоконапорный манифольд бурового раствора	4"×35 МПа			1	
		Емкость для бурового раствора	ZL50J			5	Объем емкости: 270м³
		Резервная емкость	ZJ50L			4	220м³
		Мешалка	NJ-11Y			20	
		Специализированное устройство для заливки				1	
VII	Система привода типичной	Дизельный двигатель №1	G12V190PZL		810	1	
		Дизельный двигатель	G12V190PZL		810	1	

№ п/п	Наименование		Модель	Спецификаци я		Количество	Примечание
				Нагрузк а (кН)	Мощ ность (кВт)		
	буровой установки	№2					
		Дизельный двигатель №3	G12V190PZL		810	1	
		Генератор №1	QSX15-G8/C550 D5		400	2	
		Генератор №2	NTA-855-G4/C400 D5		300	2	
		Гидродинамическая муфта-редуктор переднего хода	YOZJ750-20FLshA		770	1	
		MCC/SCR	ZJ50L		312	1	
VII I	Система управления буровой установкой	Осушитель воздуха	HD-6NF		1,8	1	
		Электрический нагнетательный вентилятор	LS12-50HH AC		37	2	
		Вспомогательный тормоз	PSZ-65 (PSZ-75)			1	
		Совмещенная установка передач	BCZ325-L				
IX	Система контроля содержания твёрдой фазы	Вибрационное сито	ZS/S2-5K II			2	
		Комплексный песко-илоотделитель	2/48-90F-3TA			1	
		Вакуумный дегазатор	VACU-FLD 1200			1	
		Центрифуга	LW450-1000N2			1	
X	Утяжелительн ое устройство	Утяжелительная воронка / воронка-смеситель				2	
		Электронасос для утяжеления / смесительный насос	SB6×8			2	
XI	Система контроля скважины	Бурени е под тех. колонн у	Кольцевой превентор	FH35-35/70		1	
			Одноплашечн ый превентор	FZ35-70		1	Срезной превентор
			Двухплашечны й превентор	2FZ35-70		1	Верхняя полнопроходная плашка, нижняя полупроходная плашка
			Дроссельный манифольд	YG-70		1	
			Манифольд глушения	JG-70		1	
		Бурени е под экс. колонн у	Кольцевой превентор	FH35-35/70		1	
			Одноплашечн ый превентор (срезной плашечный превентор)	FZ35-70		1	Срезной превентор
			Двухплашечны й превентор	2FZ35-70		1	(Верхняя полнопроходная плашка, нижняя

№ п/п	Наименование		Модель	Спецификаци я		Количество	Примечание
				Нагрузк а (кН)	Мощ ность (кВт)		
							полупроходная плашка)
		Дроссельный манифольд	YG-70			1	
		Манифольд глушения	JG-70			1	
		Управляющее устройство	YCQ640-7			1	
		Дегазационный стояк	NFQ-1000			1	Производительнос ть ≥200 м³/ч
		Гидравлический пульт управления дросселем	SZ01-1-7			1	
XII	Приборы и оборудование	Инклинометр				1	
		Приборы для измерения параметров бурения	SK2Z-11			1	Включая механизм крепления неподвижного конца
		Пульта бурильщика	ZJ50/3150L			1	
		Индикатор веса	SK-YJZ420			1	
XII I	Гидравлический ключ		ZQ203-125II			1	
XI V	Защитное оборудование от H ₂ S		Стационарный монитор сероводорода			≥1 комплект	4 датчика
			Портативный монитор сероводорода			≥8 комплектов	
			Четырехкомпонентн ый газоанализатор			≥2 комплекта	
			Респиратор положительного давления			≥12 комплектов	
			Запасной баллон воздуха			≥5 комплектов	
			Воздушные компрессоры			≥1 комплект	
			Взрывозащищенный вытяжной вентилятор			4 шт.	
XV	Бурильная труба 5"		φ127×9.19×9450 G105 NC50 18°			3000м	
	Бурильная труба 3½"		88.9*9.35мм S135 NC38			3000м	
	Утяжеленная бурильная труба 5"		φ127×12.7×9450 G105 NC50 18°			150м	
	Утяжеленная бурильная труба 3½"		φ88.9×11.4×9450 G105 NC38 18°			300м	
	Утяжеленный низ 120мм		120.7*50.8мм NC38 4145H			80м	
	Утяжеленный низ 177,8 мм		φ177.8×φ57.2×9150			150м	

№ п/п	Наименование	Модель	Спецификаци я		Количество	Примечание
			Нагрузк а (кН)	Мощ ность (кВт)		
		G105 NC50				
	Утяжеленный низ 203 мм	φ203.2×φ71.4×9150 G105 65/8 REG			100м	

(IV) Проектирование бурового раствора и защиты продуктивного пласта

1. Общие требования

1.1 Реагенты для обработки бурового раствора должны быть сертифицированной продукцией, одобренной Заказчиком.

1.2 На буровой площадке должно быть подготовлено достаточное количество утяжелителей, утяжеленного бурового раствора и материалов для ликвидации поглощений для обеспечения работ по глушению скважины и ликвидации поглощений.

1.3 Перед приемкой начала бурения провести пробный запуск системы контроля содержания твердой фазы и циркуляционной системы.

1.4 В соответствии с требованиями безопасности при бурении плотность бурового раствора может быть скорректирована в пределах проектных значений. В случае, если фактические условия в скважине требуют выхода плотности бурового раствора за пределы проектного диапазона, необходимо получить разрешение заказчика на корректировку.

1.5 В верхнем интервале ствола большого диаметра обеспечить контроль фильтрации, качественную глинистую корку, низкую пластическую вязкость, оптимальные значения предела текучести и соотношения динамической и пластической вязкости для обеспечения выноса шлама и очистки ствола скважины.

1.6 В песчаных, трещиноватых и других склонных к поглощению интервалах следует уделять внимание физической блокировке; в аргиллитах, подверженных гидратации и с развитой слоистостью и трещиноватостью, необходимо сочетать физическую блокировку с химическим ингибированием.

1.7 Перед переходом на новую систему бурового раствора и проведением крупномасштабной обработки необходимо провести лабораторные испытания по оптимизации рецептуры, которые послужат основой для обработки бурового раствора на буровой. Лабораторные испытания следует проводить с учетом условий в скважине, уделяя особое внимание показателям фильтрации при высоких температурах и давлениях, а также реологическим свойствам после высокотемпературного старения.

1.8 При ежедневном обслуживании производить пополнение бурового раствора по циклу циркуляции и своевременное утяжеление для предотвращения неравномерности плотности бурового раствора.

1.9 Применять четырехступенчатую систему контроля содержания твердой фазы для максимального снижения содержания нежелательных твердых частиц в

буровом растворе. Особое внимание уделять эффективной работе вибрационного сита первой ступени, по возможности использовать сетки с высокой плотностью ячеек в зависимости от фактических условий. Усилить использование центрифуг для своевременного и эффективного удаления нежелательных твердых частиц из бурового раствора, что позволит обеспечить контроль его реологических свойств и создать благоприятные условия для повышения механической скорости бурения и безопасности подземных работ.

1.10 После достижения глубины промежуточного или окончательного бурения в зависимости от требований различных операций (проходка, каротаж, спуск обсадной колонны) отрегулировать и контролировать соответствующие параметры бурового раствора для обеспечения бесперебойного проведения промежуточных и завершающих работ.

2. Проектирование бурового раствора

Подрядчик ориентируется, но не ограничивается на типовую программу бурового раствора, приятую для данного региона с проектными расчетами глубин с учетом содержания сероводорода, и применением антикоррозионных добавок (ингибиторы коррозии) по вертикали:

1. Интервал под направление / кондуктор

0–260 м

Тип раствора:

Бентонитовый или глинисто-полимерный

Основные параметры:

Плотность: 1.05–1.10 г/см³

Вязкость Marsh: 35–45 сек

рН: 8.5–9.5

Водоотдача: ≤15 см³/30 мин

Типовой состав:

Бентонит: 25–40 кг/м³

Каустическая сода (NaOH)

PAC LV / СМС

Смазывающая добавка 1–2%

Назначение:

Вынос шлама

Формирование фильтрационной корки

Стабилизация верхних рыхлых пород

2. Интервал под эксплуатационную колонну

260–2500 м

Тип раствора:

Ингибированный полимерный KCl/PHPA

Основные параметры:

Плотность: 1.08–1.18 г/см³

PV: 12–20 сР

УР: 8–18 lb/100 ft²

pH: 9.0–10.0

Водоотдача API: ≤8 мл

Типовой состав:

KCl: 30–60 кг/м³

PHPA: 0.5–1.5 кг/м³

PAC LV / PAC R

Смазка: 2–4%

Ингибитор сланцев

Биоцид

Карбонат кальция (при необходимости bridging)

Назначение:

Подавление набухания глин

Устойчивость ствола

Снижение крутящего момента и drag

Подготовка к горизонтальному участку

3. Горизонтальный участок

2500–3200 м TVD / горизонтальная секция

Тип раствора:

Low Solids Non-Dispersed (LSND)

или

Полимерный ингибированный раствор с низким содержанием твердой фазы

Основные параметры:

Плотность: 1.10–1.20 г/см³

Marsh: 40–55 сек

LGS: <5%

Песок: <0.5%

Водоотдача: ≤6 мл

Смазывающая способность: максимально высокая

Типовой состав:

KCl

PHPA

XCD polymer

PAC UL

Lubricant 3–5%

Графит / beads (при torque & drag)

CaCO₃ acid soluble

Для горизонтального участка особенно важны:

высокая смазывающая способность;

низкая твердая фаза;

хорошая очистка ствола;

стабильная реология при низких скоростях сдвига.

Подрядчик вправе предложить программу бурового раствора, учитывающую геологию региона и необходимые характеристики бурового раствора.

2.1 Свойства бурового раствора

Порядок бурения	Интервал, м	Обычные характеристики										Реологические параметры				Общее содержание твердой фазы %	Содержание бентонита, г/л
		Плотность г/см³	Условная вязкость с	Фильтрация по API, мл	Глинистая корка мм	Значение pH	Содержание песка, %	Фильтрационная потеря при НТНР, мл	Коэффициент трения	Статическое напряжение сдвига, Па		Пластическая вязкость МПа.с	Динамическое напряжение сдвига, Па	Показатель п	Показатель К		
Направляющий ствол / бурение под кондуктор	0-260	1,10-1,30	60-120	≤12												/	
Тип	Система бурового раствора из бентонита и полимерных добавок																

Порядок бурения	Обычные характеристики										Реологические параметры				Общее содержание твердой фазы %	Содержание бентонита, г/л	
	Интервал, м	Плотность г/см³	Условная вязкость, с	Фильтрация API, мл	Толщина глинистой корки, мм	Значение pH	Содержание песка %	Фильтр при НТНР, мл	Коэффициент трения	Статическое напряжение сдвига, Па	Начальное напряжение сдвига, Па	Конечное напряжение сдвига, Па	Пластическая вязкость МПа.с	Динамическое напряжение сдвига, Па			Показатель п

Бурение под тех. колодцу	260~250 3,06	1,28~1,40	45~90	≤5~со ленос но-ги псовы е отлож ения ≤3	≤0,5	9~ 11	≤0,5	/	≤0,15	1~3	2~1 0	25~45	4~10	/	≤25	30~50
Тип	Надсолевые отложения: система бурового раствора с недонасыщенным солевым раствором; солено-гипсовое отложения: система бурового раствора с насыщенным солевым раствором															

Порядок бурения	Интервал, м	Обычные характеристики										Реологические параметры				Общее содержание бентонита, г/л
		Плотность г/см³	Условная вязкость	Фильтрат, мл, API	Толщина глинистой корки, мм	Значение рН	Содержание песка %	Фильтрация при высоких температурах и давлениях (НТНР), мл	Коэффициент трения	Статическое напряжение сдвига, Па		Пластическая вязкость МПа.с	Динамическое напряжение сдвига, Па	Пок азат ель п	Пок азат ель К	
										Начальное напряжение сдвига	Конечное напряжение сдвига					
Бурение под экс. колонну	2503,06~3141,69	1,16~1,30	40~90	≤5	≤0,5	9,5~12	≤0,5	≤15	≤0,1	1~3	2~10	25~40	5~12		≤20	30~50
Тип	Комбинированная полимерная система бурового и завершающего раствора на солевой основе															

2.2 Проектирование защиты продуктивного пласта

2.2.1 В соответствии с фактическими условиями бурения строго контролировать плотность бурового раствора, по возможности обеспечивать бурение в условиях, близких к равновесным, для минимизации поглощений.

2.2.2 Эффективно использовать оборудование для контроля содержания твердой фазы для максимального снижения загрязнения продуктивного пласта нежелательными твердыми частицами.

2.2.3 Строго контролировать показатели бурового и завершающего раствора: фильтрация по API не более 5мл, фильтрация при высоких температурах и давлениях (НТНР) не более 15мл, содержание песка не более 0,5%.

2.2.3 Реагенты для бурового и завершающего раствора должны иметь сертификаты соответствия качества. Использование реагентов, не прошедших контроль качества, строго запрещено.

2.2.4 Обеспечить быстрое бурение целевого пласта, повысить эффективность первичного каротажа, быстро завершить скважину, максимально сократить время контакта бурового и завершающего раствора с продуктивным пластом.

2.2.5 Строго контролировать фильтрацию цементного раствора по API в соответствии с проектом для предотвращения поглощения цементного раствора и необратимого повреждения целевого пласта.

(V) Проектирование долот и параметров бурения

1. Проектирование долот

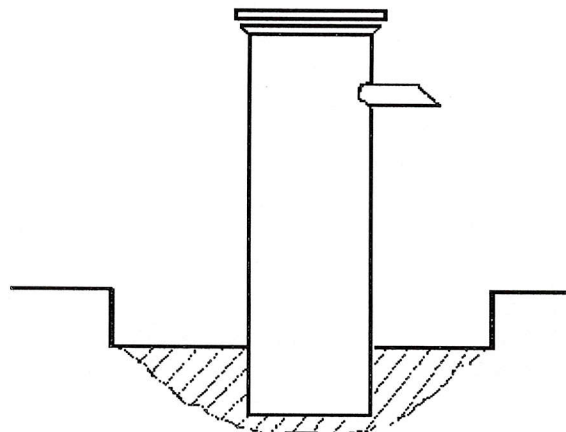
№ п/п	Размер, мм	Модель долота	Количество	Интервал бурения, м	Проходка, м	Время чистого бурения (ч)	Прогнозируемая механическая скорость проходки (м/ч)
Направляющий ствол	Ф660,4	Шарошечное долото	1	~20	20,0	2,0	10
Бурение под кондуктор	Ф444,5	Шарошечное долото / долото PDC	1	~260	240,0	20,0	12
Бурение под тех. колонну	Ф311,2	PDC	3	~2503,06	2243,06	320,44	7
Бурение под экс. колонну	Ф215,9	PDC	2	~3141,69	638,63	182,47	3,5
Примечание: 1. Проектирование долот для отбора керна не включено, будет определено после установления геологами интервала отбора керна. 2. При бурении под техническую колонну и на каждом последующем бурении							

добавляется одно шарошечное долото для бурения прихватов, цементных пробок и проходки скважины.

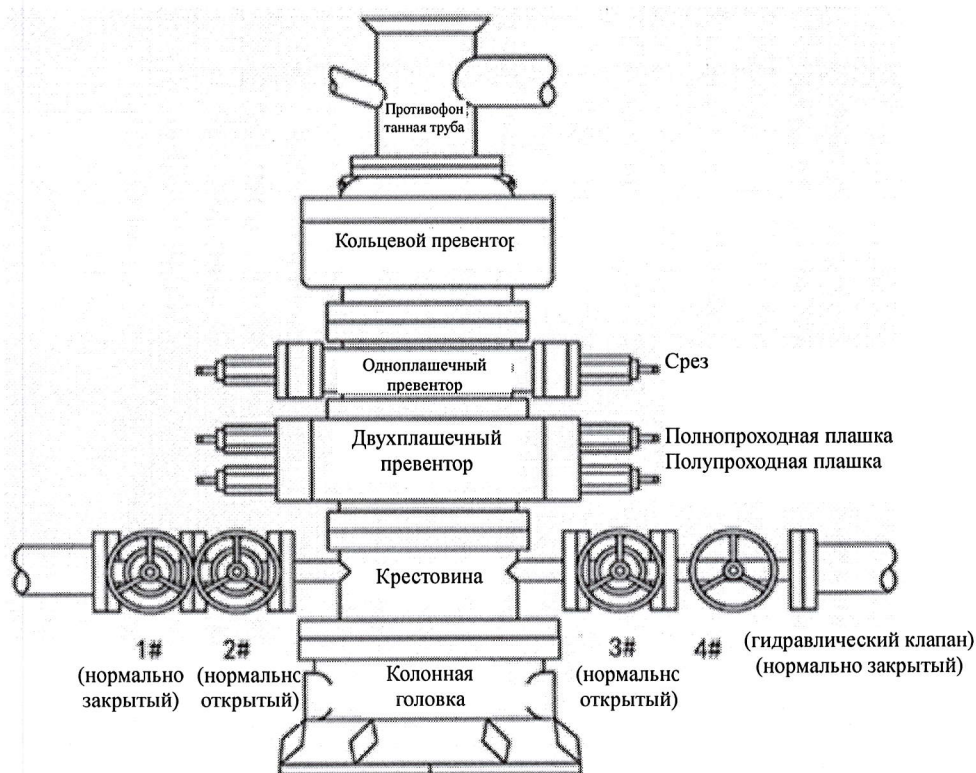
(VI) Контроль давления в нефтегазовых скважинах

1. Схема устьевого оборудования для каждого бурения

1.1 Схема устьевого оборудования при бурении под кондуктор



1.2 Схема устьевого оборудования при бурении под техническую колонну и эксплуатационную колонну



1.3 Требования к оборудованию для контроля скважины

1.3.1 Оборудование и комплектующие для контроля скважины должны быть превенторами с рабочим давлением 35 МПа и выше, срок изготовления которых не превышает 1 лет, соответствующие стандарту API.

1.3.2 Установка колонной головки должна обеспечивать неизменность высотного положения бурового крестовика и противовыбросовых линий при всех интервалах бурения, а также гарантировать расположение верхней фланцевой поверхности корпуса трубной головки на уровне земли при заканчивании скважины. Колонные головки с ВТ-структурой для закачки герметизирующей смазки должны заполняться сезонной смазкой (летней или зимней) в зависимости от времени года. После установки колонной головки рекомендуется использовать износостойкую втулку, которую следует регулярно проверять. При значительном износе втулку необходимо заменить.

1.3.3 Кольцевой превентор, плашечный превентор, дроссельный манифольд, манифольд глушения, противовыбросовые линии, крестовина и внутренние противовыбросовые инструменты испытываются до номинального рабочего давления. Время стабилизации давления при испытании ≥ 10 мин, допустимое падение давления $\leq 0,7$ МПа, герметизирующие участки не должны иметь

протечек. Плащечный превентор должен подвергаться испытанию на низкое давление с давлением 1,4–2,1МПа, время стабилизации давления ≥ 10 мин, падение давления $\leq 0,07$ МПа, без утечек в местах уплотнений.

1.3.4 После установки превентора следует откорректировать центровку устья скважины, ротора и кронблока, отклонение не должно превышать 10мм. Закрепить превентор с помощью стального каната диаметром 16мм и винтов с противоположной резьбой, натянув его по диагонали основания вышки.

1.3.5 Диаметр линии сброса должен быть не менее 78мм, сварка на месте не допускается. На расстоянии более 100м от устья скважины следует использовать высоконапорные фланцевые соединители.

1.4 Технические требования к защите от сероводорода

Данная скважина содержит большое количество сероводородов. В процессе бурения необходимо усилить меры предосторожности и контроль H_2S для предотвращения попадания сероводорода и других токсичных и вредных газов в ствол скважины и выхода на поверхность, избежания травматизма и загрязнения окружающей среды, а также максимального снижения повреждений внутрискважинных труб, инструментов и наземного оборудования. Конкретные требования:

1.4.1 При бурении в районах с расположением сероводородсодержащих веществ на буровой площадке должен быть запас утяжеленного бурового раствора не менее чем в 1,5 раза превышающий объем ствола скважины (с добавлением 0,2 г/см³ к максимальной плотности бурового раствора, предусмотренной проектом для данного интервала), а также соответствующие утяжеляющие материалы. В случае возникновения перетока необходимо немедленно закрыть скважину и провести глушение.

1.4.2 При обнаружении сероводорода на буровой площадке должны быть установлены четкие предупреждающие знаки. При концентрации сероводорода менее 15мг/м³ (10 ppm) на буровой вывешивается зеленый предупреждающий знак; при концентрации от 15мг/м³ (10 ppm) до 30мг/м³ (20 ppm) — желтый знак; если концентрация превышает или может превысить 30мг/м³ (20 ppm), необходимо вывесить красный предупреждающий знак.

1.4.3 На буровой площадке (верх и низ буровой), у вибрационного сита, циркуляционной емкости и в других местах, где могут скапливаться газы, следует установить взрывозащищенные вытяжные вентиляторы для рассеивания токсичных, вредных и горючих газов в рабочей зоне.

1.4.4 Линии сброса должны быть проложены влево и вправо от буровой площадки на расстояние 100м, а на выходе основной линии сброса должно быть подготовлено устройство для поджига для воспламенения при сбросе. Для ручного поджига могут использоваться пиротехнические патроны с дальностью

разлета более 10м.

1.4.5 Буровая бригада должна быть оснащена приборами контроля сероводорода и средствами защиты; каждый работающий на площадке должен быть обеспечен дыхательным аппаратом с избыточным давлением.

1.4.6 Датчики стационарной системы контроля сероводорода устанавливаются на посту бурильщика, в круглом колодце, у резервуара №1 и приемной емкости бурового раствора. Высота установки датчиков над контролируемой поверхностью составляет 0,3–0,6м. Основные блоки размещаются в комнате наблюдателя и кабине бурильщика.

1.4.7 Персонал, занятый на строительстве скважин с наличием сероводорода и разведочных скважин, должен пройти обучение по защите от сероводорода и получить соответствующий сертификат перед допуском к работе.

(VII) Проектирование цементирования

1. Проектирование технологии цементирования

1.1 Направление: направление диаметром 508мм спускается на глубину 20м, проводится обычное цементирование с подъемом цементного раствора до поверхности.

1.2 Бурение под кондуктор: кондуктор диаметром 339,7мм спускается на глубину 260м, проводится цементирование по внутренней трубе с подъемом цементного раствора до поверхности.

1.3 Бурение под техническую колонну: техническая обсадная колонна диаметром 244,5мм спускается на глубину 2503,06м. Применяется одноступенчатое управляемое цементирование с использованием двухсоставной двухплотностной солестойкой цементной системы. Цементный раствор для конечной ступени цементации выполняется по стандартной системе цементного раствора класса G плотностью 1,90г/см³, подъем цементного раствора осуществляется до нижней границы Туронского яруса K_{2t} (глубина 1160м). Цементный раствор для первой ступени цементации выполняется по облегченной цементной системе плотностью 1,65г/см³ с подъемом цементного раствора до поверхности.

1.4 Бурение под эксплуатационную колонну: эксплуатационная обсадная колонна диаметром 139,7мм спускается на глубину 3414,69м. Применяется одноступенчатое управляемое цементирование с использованием двухплотностной цементной системы класса G с двумя сроками схватывания. Цементный раствор для конечной ступени цементации выполняется по стандартной системе цементного раствора класса G плотностью 1,90г/см³, подъем цементного раствора осуществляется на 300м выше башмака предыдущей обсадной колонны (глубина 2203м). Цементный раствор для первой ступени цементации выполняется по облегченной цементной системе плотностью 1,65г/см³ с подъемом цементного раствора до поверхности.

Дополнительные комментарии:

(1) Перед проведением работ на буровой необходимо провести лабораторные испытания по контролю свойств цементного раствора на основании данных фактически вскрытых пластов.

(2) После каждого промежуточного и окончательного бурения исполнитель может оптимизировать технологию цементирования в зависимости от приемистости пласта. Конкретные требования к технологии цементирования определяются утвержденным дополнительным проектом или программой цементирования.

(3) Если система цементного раствора и его свойства для крепления обсадных колонн на различных интервалах не обеспечивают изоляцию пласта и требования к последующей добыче, исполнитель может на основании требований заказчика и фактических условий бурения внести корректировки по результатам лабораторных испытаний. Конкретные требования определяются утвержденным дополнительным проектом или программой цементирования.

(4) Техническая обсадная колонна $\Phi 244,5$ мм и эксплуатационная обсадная колонна $\Phi 139,7$ мм могут цементироваться по двухступенчатой технологии цементирования в зависимости от фактических результатов гидравлических испытаний на буровой. Конкретная реализация осуществляется по программе цементирования.

2. Проектирование обсадных колонн

Программа спуска обсадных колонн	Интервал, м	Стандарт		Длина, м	Марка стали	Толщина стенки, мм
		Размер, мм	Тип резьбы			
Кондуктор	0~260	$\Phi 339,7$	BCSG	260	J55	9,65
Техническая колонна	0~1003,06	$\Phi 244,5$	BCSG	1003,06	J55	8,94
	1003,06~2503,06	$\Phi 244,5$	BCSG	1500	J55	10,03
Эксплуатационная колонна	0~3141,69	$\Phi 139,7$	TP-CQ	3142	TP110SS	7,72

3. Табличные данные о конструкции обсадных колонн на каждом этапе

Программа спуска обсадных колонн	Глубина скважины (м)	Глубина спуска обсадной колонны (м)	Структура колонны обсадных труб (класс стали, толщина стенки, длина обсадной трубы, башмак, муфта с обратным клапаном, муфта для ступенчатого цементирования, подвеска и т.д.)
Кондуктор	260	260	$\Phi 339,7$ мм башмак + $\Phi 339,7$ мм обсадная труба (1 корпус)(J55 $\times$ 9,65мм) + $\Phi 339,7$ мм муфта для цементирования по внутренней трубе + $\Phi 339,7$ мм колонна обсадных труб (J55 $\times$ 9,65мм) + $\Phi 339,7$ мм посадочный ниппель
Техническая колонна	2503.06	2503.06	$\Phi 244,5$ мм башмак с обратным клапаном + $\Phi 244,5$ мм обсадная труба (2 корпуса)(J55 $\times$ 10,03мм) + $\Phi 244,5$ мм муфта с обратным клапаном + $\Phi 244,5$ мм колонна обсадных труб (J55 $\times$ 10,03мм) + $\Phi 244,5$ мм колонна обсадных труб (J55 $\times$ 8,94мм) + $\Phi 244,5$ мм

			посадочный ниппель
Эксплуатационная колонна	3141.69	3141.69	Ф139,7мм башмак с обратным клапаном + Ф139,7мм обсадная труба ×2 корпуса (TP110SS×7,72мм TP-CQ) + Ф139,7мм муфта с обратным клапаном + Ф139,7мм колонна обсадных труб (TP110SS×7,72мм TP-CQ) + Ф139,7мм посадочный ниппель

Примечание: Техническая обсадная колонна Ф244,5мм и эксплуатационная обсадная колонна Ф139,7мм могут цементироваться по двухступенчатой технологии цементирования в зависимости от фактических результатов гидравлических испытаний на буровой. Конкретная реализация осуществляется по программе цементирования.

4. Требования к установке центраторов обсадной колонны

Программа спуска обсадных колонн	Размер обсадной трубы мм	Размеры долота, мм	Интервал, м	Тип центраторов	Расстояние между центраторами м	Количество центраторов
Кондуктор	Ф339,7	Ф444,5	0~260	Пружинный центратор	20	13
Техническая колонна	Ф244,5	Ф311,2	0~260	Цельный пружинный центратор	40	7
			260~2403	Цельный пружинный центратор	20	107
			2403~2503	Цельный пружинный центратор	10	10
Эксплуатационная колонна	Ф139,7	Ф215,9	0~2080	Цельный пружинный центратор	40	52
			2080~2727	Цельный пружинный центратор	20	32
			2727~3141	Цельный пружинный центратор	20	21
			2727~3141	Роликовый центратор	20	21

(VIII) Проектирование заканчивания скважины

1. Тип колонной головки

Тип колонной головки: стандартная колонная головка Ф340мм × Ф245мм × Ф139,7мм × 70МПа.	
Наименование	Колонная головка
Колонная головка для бурения под техническую колонну	Ф340мм×Ф245мм×35МПа
Колонная головка для бурения под эксплуатационную колонну	Ф245мм×Ф140мм×70МПа

2. Арматура фонтанная устья (АФУ): API 6A, 3-1/16" 10K × 2-1/16" 10K, фланец 6BX, HH-NL,

(IX) График буровых работ

Количество бурений	Диаметр долота, мм	Интервал (м)	Виды работ		Накопленное время (сут.)
			Параметры	Время (сут.)	
Направляющая колонна	Ф660.4	0~20	Бурение, вспомогательные работы	1	1
			Цементирование, ожидание затвердевания цемента, подготовка устья	1	2
Бурение под кондуктор	Ф444.5	~260	Бурение, вспомогательные работы	2	4
			Оправка диаметра скважины, спуск обсадной колонны, цементирование, монтаж устьевого оборудования и др.	2	6
Бурение под тех. колонну	Ф311.2	~2503.06	Бурение, вспомогательные работы	24	30
			Оправка диаметра скважины, электрический каротаж, калибровка ствола, спуск обсадной колонны, цементирование, монтаж устьевого оборудования и др.	6	36
Бурение под экс. колонну	Ф215.9	~3141.69	Бурение, вспомогательные работы	14	50
			Оправка диаметра скважины, электрический каротаж, калибровка ствола, спуск обсадной колонны, цементирование, монтаж устьевого оборудования и др.	10	60

Примечание: При проектировании продолжительности принята эффективность чистого бурения 60%. Общая продолжительность строительства скважины составляет 60 суток (без учета отбора керна).

(X) РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

А = Предоставляется Заказчиком за свой счет

В = Предоставляется Подрядчиком или его Субподрядчиками за счет Заказчика

С = Предоставляется Подрядчиком (или с привлечением субподрядчика) за счет цены контракта

№	Описание	
I	Буровая площадка и подъездные дороги	
1	Отвод земель под буровую площадку, подъездные пути и карьеры. Оформление разрешительных документов и договора аренды земельного участка	А
2	Все лицензии и разрешения для доступа на Буровую площадку	А
3	Разрешение на водопользование	А
4	Заказчик отвечает за центрального дороги внутри месторождения	А
5	Строительство и техническое обслуживание подъездных путей до Буровой площадки	С
6	Строительство Буровой площадки	С

7	Техническое обслуживание территорий проведения работ, уборка Буровых площадок во время проведения работ	С
8	Строительство земляных амбаров и отстойников	С
9	Ликвидация шламовых амбаров согласно Регламенту	С
10	Обеспечение направляющими трубами	С
11	Установка направляющей трубы	С
12	Бетонные плиты или строительство фундамента для установки бурового оборудования	С
13	Поставка труб для шурфов под ведущую трубу	С
14	Установка труб для шурфов под ведущую трубу	С
15	Бурение и обсадка шурфов под ведущую трубу	С
16	Приведение территории Буровой площадки после строительства скважины в первоначальный вид (рекультивация)	С
17	Установка опор ЛЭП на буровой площадке	С
18	Строительство, предоставление, установка и техническое обслуживание септика для жилого поселка в месте проживания персонала Подрядчика	С
19	Обеспечение питьевой водой	С
20	Обеспечение технической водой/строительство водозаборной скважины	С
21	Хранение не менее 50 м³ технической воды, включая насосы и линии на Буровой площадке	С
22	Оформление и предоставления ПСД (проектно-сметной документации), экологические проекты (ЗВОС, ЗЭП, регламент рекультивации) и заключения к ним.	А
II	<u>Транспортировка и погрузочно-разгрузочные работы</u>	
1	Мобилизация / Демобилизация буровой установки, бурового оборудования и бурового персонала на буровую площадку	С
2	Переезд Буровой установки, бурового оборудования и бригадного хозяйства между скважинами	С
3	Мобилизация материалов и оборудования на буровую площадку	С
4	Грузовой транспорт для перевозки грузов, включая давальческие ТМЦ	С
5	Погрузочно-разгрузочные работы оборудования и МТР на буровой площадке	С
6	Погрузочно-разгрузочные работы давальческих оборудования и МТР на базе Заказчика	А
7	Паровой агрегат для обогрева и чистки оборудования	С
8	Полноприводной автомобиль для эвакуации больного в ближайшую больницу	С
9	Вахтовая машина для транспортировки персонала Бурового Подрядчика	С
10	Бульдозер для обслуживания буровой площадки	С
11	Автокран грузоподъемностью не менее 25 тн для обслуживания буровых работ	С
III	<u>Геофизические, геолого-технологические исследования</u>	
1	Геофизические исследования при бурении (ГИС)	С
2	Геолого-технологические исследования (ГТИ)	С
IV	<u>Цементирование скважин</u>	
1	Обеспечение цементом, химреагентами для приготовления тампонажного раст-ра	С
2	Разработка рецептур цементных растворов	С
3	Приготовление цементных и буферных смесей	С
4	Планы работ по креплению скважин	С
5	Цементировочные головки под все типоразмеры обсадных колонн	С

(IX) График буровых работ

Количество бурений	Диаметр долота, мм	Интервал (м)	Виды работ		Накопленное время (сут.)
			Параметры	Время (сут.)	
Направляющая колонна	Ф660.4	0~20	Бурение, вспомогательные работы	1	1
			Цементирование, ожидание затвердевания цемента, подготовка устья	1	2
Бурение под кондуктор	Ф444.5	~260	Бурение, вспомогательные работы	2	4
			Оправка диаметра скважины, спуск обсадной колонны, цементирование, монтаж устьевого оборудования и др.	2	6
Бурение под тех. колонну	Ф311.2	~2503.06	Бурение, вспомогательные работы	24	30
			Оправка диаметра скважины, электрический каротаж, калибровка ствола, спуск обсадной колонны, цементирование, монтаж устьевого оборудования и др.	6	36
Бурение под экс. колонну	Ф215.9	~3141.69	Бурение, вспомогательные работы	14	50
			Оправка диаметра скважины, электрический каротаж, калибровка ствола, спуск обсадной колонны, цементирование, монтаж устьевого оборудования и др.	10	60

Примечание: При проектировании продолжительности принята эффективность чистого бурения 60%. Общая продолжительность строительства скважины составляет 60 суток (без учета отбора керна).

(X) РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

A = Предоставляется Заказчиком за свой счет

B = Предоставляется Подрядчиком или его Субподрядчиками за счет Заказчика

C = Предоставляется Подрядчиком (или с привлечением субподрядчика) за счет цены контракта

№	Описание	
I	Буровая площадка и подъездные дороги	
1	Отвод земель под буровую площадку, подъездные пути и карьеры. Оформление разрешительных документов и договора аренды земельного участка	A
2	Все лицензии и разрешения для доступа на Буровую площадку	A
3	Разрешение на водопользование	A
4	Заказчик отвечает за центрального дороги внутри месторождения	A
5	Строительство и техническое обслуживание подъездных путей до Буровой площадки	C
6	Строительство Буровой площадки	C

7	Техническое обслуживание территорий проведения работ, уборка Буровых площадок во время проведения работ	С
8	Строительство земляных амбаров и отстойников	С
9	Ликвидация шламовых амбаров согласно Регламенту	С
10	Обеспечение направляющими трубами	С
11	Установка направляющей трубы	С
12	Бетонные плиты или строительство фундамента для установки бурового оборудования	С
13	Поставка труб для шурфов под ведущую трубу	С
14	Установка труб для шурфов под ведущую трубу	С
15	Бурение и обсадка шурфов под ведущую трубу	С
16	Приведение территории Буровой площадки после строительства скважины в первоначальный вид (рекультивация)	С
17	Установка опор ЛЭП на буровой площадке	С
18	Строительство, предоставление, установка и техническое обслуживание септика для жилого поселка в месте проживания персонала Подрядчика	С
19	Обеспечение питьевой водой	С
20	Обеспечение технической водой/строительство водозаборной скважины	С
21	Хранение не менее 50 м³ технической воды, включая насосы и линии на Буровой площадке	С
22	Оформление и предоставления ПСД (проектно-сметной документации), экологические проекты (ЗВОС, ЗЭП, регламент рекультивации) и заключения к ним.	А
II	Транспортировка и погрузочно-разгрузочные работы	
1	Мобилизация / Демобилизация буровой установки, бурового оборудования и бурового персонала на буровую площадку	С
2	Переезд Буровой установки, бурового оборудования и бригадного хозяйства между скважинами	С
3	Мобилизация материалов и оборудования на буровую площадку	С
4	Грузовой транспорт для перевозки грузов, включая давальческие ТМЦ	С
5	Погрузочно-разгрузочные работы оборудования и МТР на буровой площадке	С
6	Погрузочно-разгрузочные работы давальческих оборудования и МТР на базе Заказчика	А
7	Паровой агрегат для обогрева и чистки оборудования	С
8	Полноприводной автомобиль для эвакуации больного в ближайшую больницу	С
9	Вахтовая машина для транспортировки персонала Бурового Подрядчика	С
10	Бульдозер для обслуживания буровой площадки	С
11	Автокран грузоподъемностью не менее 25 тн для обслуживания буровых работ	С
III	Геофизические, геолого-технологические исследования	
1	Геофизические исследования при бурении (ГИС)	С
2	Геофизические исследования скважин (ГИС)	С
IV	Цементирование скважин	
1	Обеспечение цементом, химреагентами для приготовления тампонажного раст-ра	С
2	Разработка рецептур цементных растворов	С
3	Приготовление цементных и буферных смесей	С
4	Планы работ по креплению скважин	С
5	Цементируемые головки под все типоразмеры обсадных колонн	С

6	Цементировочное оборудование (смесительная установка, цементировочные агрегаты, установка смесительная-осреднительная, станция контроля цементирования)	С
7	Инженерное сопровождение по креплению скважин	С
9	Спуск обсадных колонн	С
10	Оснастка обсадных колонн (ЦКОД, БК, ЦЦ, ЦТ, центраторы, МСЦ, стыковочные узлы, промывочные переводники под обсадные трубы, подгоночные патрубки, заколонные пакера и т.д. (применяемое оборудование заводского исполнения)	С
11	Испытание скважины на герметичность	С
V	<u>Вышкомонтажные работы (ВМЭ)</u>	
1	Вышкомонтажная бригада	С
2	Монтаж буровой установки	С
3	Демонтаж буровой установки	С
4	Рекультивация земель (восстановление земель)	С
VI	<u>Буровое оборудование и Персонал</u>	
1	Рабочий и управленческий персонал и график работы	С
2	Вспомогательный и обслуживающий персонал	С
3	Управленческий персонал, ИТР - Подрядчика	С
4	Представитель Заказчика (Супервайзер) на буровой	А
5	Предоставление вагон-домов для проживания персонала Заказчика не более 4 чел.	С
6	Снабжение электроэнергией буровой и жилых объектов	С
7	Подготовленный к летним и зимним условиям Буровой Станок и лагерь	С
8	Предоставление ежедневной сводки в офис Заказчика в электронном виде через Интернет	С
9	Комплект ловильного инструмента	С
VII	<u>Колонна бурильных труб и приспособления</u>	
1	Бурильные трубы разных типоразмеров и прочностных характеристик	С
2	Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)	С
3	Толстостенные бурильные трубы (ТБТ)	С
4	Калибраторы (КЛС)	С
5	КОБТ, КШЦ	С
6	Переводники для бурильной колоны и КНБК	С
7	Прочие инструменты для проведения операция по СПО согласно требованиям Заказчика и Группового рабочего проекта	С
VIII	<u>Противовыбросовое оборудование</u>	
1	Комплект ПВО в соответствии с термобарическими и эксплуатационными условиями вскрываемого разреза	С
2	Согласование с inspectирующими органами типовой схемы обвязки устья скважины при бурении и освоении	С
3	Запасные комплекты трубных плашек и запасные кольцевые элементы	С
IX	<u>Управление</u>	
1	Программа бурения скважин. Планы работ на бурение скважин, спуск и цементирование колонн, установку цементных мостов, освоение скважины в процессе бурения, консервацию и ликвидацию скважины	С
2	Контроль за ходом строительства скважин	А

3	Соблюдение требований по охране окружающей среды (ООС)	С
4	Контроль за охраной окружающей среды (ООС)	А
X	<u>Буровые растворы</u>	
1	Химические реагенты и добавки для его обработки	С
2	Разработка рецептуры буровых растворов	С
3	Инженерное сопровождение буровых растворов	С
4	Приготовление и обработка бурового раствора	С
5	Контроль за инженерным сопровождением буровых растворов	С
6	Смазывающие материалы для бурового раствора	С
7	Приборы по контролю параметров бурового раствора	С
8	Сита для вибросита и сито-гидроциклонной установки	С
9	Техобслуживание всего оборудования системы промывки и очистки бурового раствора	С
10	Водонепроницаемые укрытия для химреагентов	С
11	Склад для хранения химреагентов с подставками или поддонами	С
12	Запас хим. реагентов для ликвидации возможных осложнений на базе бурового подрядчика, либо подрядчика по буровым растворам	С
XI	<u>Обеспечение долотами, ВЗД и Ясс</u>	
1	Породоразрушающие инструменты типов PDC или трехшарошечных	С
2	Приспособления для отвинчивания буровых долот PDC или трехшарошечных	С
3	Гидравлические забойные двигатели (ВЗД)	С
4	Гидромеханические/гидравлические ударные механизмы двухстороннего действия (Ясс)	С
XII	<u>Материалы</u>	
1	Дизельное топливо для нужд буровой установки	С
2	Смазочные материалы для буровой установки	С
3	Обсадные трубы	С
4	Башмаки обсадной колонны, обратные клапаны (ЦКОД), центраторы, продавочные пробки под все типоразмеры обсадных колонн, муфты ступенчатого цементирования и заколонные пакера и комплекты УРЦХ	С
5	Насосно-компрессорные трубы (НКТ)	А
6	Смазка для резьбовых соединений обсадных труб и НКТ	С
7	Элеваторы для обсадных труб, спайдер-элеваторы, клинья и ключи для обсадных труб всех размеров	С
8	Приводные ключи для обсадных труб всех размеров	С
9	Инструменты для работы с НКТ	С
10	Приводные ключи для НКТ	С
11	Устьевое оборудование (колонная головка, фонтанная арматура)	С
12	Арматура фонтанная устья (АФУ)	С
13	Промывочные переводники под все обсадные колонны	С
14	Испытание скважины на герметичность	С
15	Перемещение обсадных труб и НКТ непосредственно на объекте работ, а также их перебазировка с одного объекта работ на другой после завершения строительства скважины	С
16	Изготовление и обеспечение переходных патрубков для обсадных труб и НКТ (при этом до начала бурения скважины Заказчик предоставляет Подрядчику необходимые	С

3	Соблюдение требований по охране окружающей среды (ООС)	С
4	Контроль за охраной окружающей среды (ООС)	А
X	<u>Буровые растворы</u>	I
1	Химические реагенты и добавки для его обработки	С
2	Разработка рецептуры буровых растворов	С
3	Инженерное сопровождение буровых растворов	С
4	Приготовление и обработка бурового раствора	С
5	Контроль за инженерным сопровождением буровых растворов	С
6	Смазывающие материалы для бурового раствора	С
7	Приборы по контролю параметров бурового раствора	С
8	Сита для вибросит и сито-гидроциклонной установки	С
9	Техобслуживание всего оборудования системы промывки и очистки бурового раствора	С
10	Водонепроницаемые укрытия для химреагентов	С
11	Склад для хранения химреагентов с подставками или поддонами	С
12	Запас хим. реагентов для ликвидации возможных осложнений на базе бурового подрядчика, либо подрядчика по буровым растворам	С
XI	<u>Обеспечение долотами, ВЗД и Ясс</u>	I
1	Породоразрушающие инструменты типов PDC или трехшарошечных	С
2	Приспособления для отвинчивания буровых долот PDC или трехшарошечных	С
3	Гидравлические забойные двигатели (ВЗД)	С
4	Гидромеханические/гидравлические ударные механизмы двухстороннего действия (Ясс)	С
XII	<u>Материалы</u>	I
1	Дизельное топливо для нужд буровой установки	С
2	Смазочные материалы для буровой установки	С
3	Обсадные трубы	С
4	Башмаки обсадной колонны, обратные клапаны (ЦКОД), центраторы, продавочные пробки под все типоразмеры обсадных колонн, муфты ступенчатого цементирования и заколонные пакера и комплекты УРЦХ	С
5	Насосно-компрессорные трубы (НКТ)	А
6	Смазка для резьбовых соединений обсадных труб и НКТ	С
7	Элеваторы для обсадных труб, спайдер-элеваторы, клинья и ключи для обсадных труб всех размеров	С
8	Приводные ключи для обсадных труб всех размеров	С
9	Инструменты для работы с НКТ	С
10	Приводные ключи для НКТ	С
11	Устьевое оборудование (колонная головка, фонтанная арматура)	С
12	Арматура фонтанная устья (АФУ)	С
13	Промывочные переводники под все обсадные колонны	С
14	Испытание скважины на герметичность	С
15	Перемещение обсадных труб и НКТ непосредственно на объекте работ, а также их перебазировка с одного объекта работ на другой после завершения строительства скважины	С
16	Изготовление и обеспечение переходных патрубков для обсадных труб и НКТ (при этом до начала бурения скважины Заказчик предоставляет Подрядчику необходимые	С

	материал ОК и НКТ и информацию о типе и параметрах резьбовых соединений либо образцы резьбовых соединений (муфта и ниппель) для изготовления переходных патрубков)	
XIII	<u>Прочие работы</u>	
1	Обеспечение пожарно-взрывобезопасного освещения на буровой вышке и емкостях для хранения бурового раствора	С
2	Дополнительные работы и услуги, не предусмотренные проектно-сметной документацией, запрашиваемые Заказчиком	В
3	Техническое обслуживание и ремонт оборудования	С
4	Поставка запасных частей для ремонта оборудования	С
5	Оказание первичной медицинской помощи и доставка (при необходимости) до лечебного учреждения, любого лица, находящегося на буровой площадке	С
6	Энергообеспечение	С
7	Отопительная система для зимних условий	С
8	Заключение Договора с УзВЧ по ПФБ	С
9	Организация питания на объекте для персонала Подрядчика	С

Составил:

Геолог департамента по разработке месторождений

Мухитдинов С

Проверил:

Директор департамента по разработке месторождений

Yang Guan