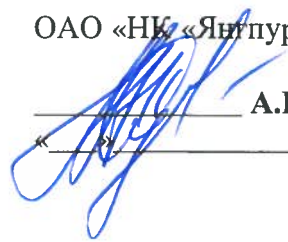


УТВЕРЖДАЮ:

Директор

ОАО «НК «Янпур»


_____ А.Н. Сушик
« ____ » _____ 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

«Проект на строительство наклонно-направленной поисковой скважины №828 Восточно-Метельной площади»

1	Основание для проектирования	«Зональный проект геологоразведочных работ на Известинском лицензионном участке». Положительное экспертное заключение № СФ-2810 от 23.07.2010г.			
2	Вид строительства	Новое			
3	Стадия проектирования	Индивидуальный рабочий проект на строительство наклонно-направленной поисковой скважины №828 Восточно-Метельной площади.			
4	Район, пункт строительства	Россия, Тюменская область (Ямало-Ненецкий АО), Пуровский район			
5	Месторождение (площадь)	Восточно-Метельная площадь			
6	Номера скважин, которые будут строиться по данному проекту	№828			
	Альтитуда ротора, м (предв.)	69			
	Географические координаты	сш 64° 29' 10.2" N вд 75° 54' 17.7" E			
7	Заказчик	ОАО «НК «Янгпур»			
8	Сроки строительства	2015 год			
9	Сроки проектирования	Дата подписания – 1.09.2015г.			
10	Статус отводимых земель под индивидуальные основания (обычный статус, водоохранные зоны, леса первой группы, родовые угодья и т.п.)	Обычный статус			
11	Основные проектные данные:				
11.1	Назначение скважин	Поисковая			
11.2	Цель бурения	Поиск залежей УВ в залежах мелового комплекса (пласты ПК ₁₉₋₂₀ , БП ₅ , БП ₇ , БП ₉ , АчБП ₁₀ ¹).			
11.3	Способ бурения	роторный, турбинный			
11.4	Вид скважин	Наклонно-направленная			
11.5	Проектные горизонты	ПК ₁₉₋₂₀ , БП ₅ , БП ₇ , БП ₉ , АчБП ₁₀ ¹			
11.6	Кровли пластов / мощности, м (по вертикали)	ПК ₁₉₋₂₀ , 1689м/380м, БП ₅ 2309м/80м, БП ₇ 2389м/60м, БП ₉ 2539м/25м, АчБП ₁₀ ¹⁻² 2564м/220м			
11.7	Глубина скважин (по вертикали), м	2859			
	Максимально допустимый зенитный угол, град	Максимальный зенитный угол 50,86 град.			
	Смещение от вертикали на кровлю пласта, м	Максимальное смещение от вертикали 1422 м.			
	Радиус круга допуска, м	50			
11.8	Конструкция скважин:				
	Наименование колонны		Интервал спуска (по вертикали), м	Условный код резьбового соединения	Высота подъема цемента, м

	Кондуктор	324,0мм	0-350	ОТТМ	до устья	
	Техническая колонна	244,5мм	0-1050	ОТТМ	до устья	
	Эксплуатационная колонна	168,0мм	0-2859	ОТТМ	до устья	
	*Конструкция скважины может быть изменена согласно проектных расчетов на строительство скважины. Предусмотреть мероприятия по обеспечению получения высокого качества цементного камня в интервале продуктивного горизонта (центрация э/к, использование при необходимости заколонных пакеров и т.д.).					
11.9	Тип цемента (облегченный, нормальный) и технология цементирования (одно- или двухступенчатая, российская, зарубежная):	1. Тип цемента определяется исходя из геологических условий. 2. Интервалы испытаний должны быть перекрыты тяжелым цементом				
11.10	Способы контроля качества цементирования	АКЦ, СГДТ (ГГЦ), при цементировании применить СКЦ, ОЦК (в случае не выхода цемента на устье, кроме хвостовика). По э/к и «хвостовику» дополнительно ГК, ЛМ и микрокаверномер				
11.11	Необходимость и интервалы применения станции геолого-технического контроля и технологического сопровождения углубления скважины	Применять при бурении в интервале 0-3389 м станцию геолого-технического контроля (ГТК).				
11.12	Ожидаемые осложнения по разрезу:					
	размыв устья, осыпание и обвалы стенок скважины	Четвертичные, атлымская+новомихайловская свиты, тавдинская свита, люлинворская свита, талицкая свита, ганькинская свита, березовская свита, кузнецовская свита, покурская свита, тангаловская свита, сортымская свита				
	поглощение бур. раствора	Люлинворская свита, талицкая свита, ганькинская свита, березовская свита, кузнецовская свита, тангаловская свита, сортымская свита, баженовская свита				
	прихватоопасные зоны	Атлымская+новомихайловская свиты, тавдинская свита, люлинворская свита, талицкая свита, ганькинская свита, березовская свита, кузнецовская свита, покурская свита, тангаловская свита, сортымская свита, баженовская свита				
	сужение стенок скважины	Люлинворская свита, талицкая свита, ганькинская свита, березовская свита, кузнецовская свита, покурская свита, тангаловская свита, сортымская свита, баженовская свита				
	нефтегазоводопроявления	Покурская свита, тангаловская свита, сортымская свита, баженовская свита,.				
11.13	Зона ММП, м	0 - 300				
11.14	Пластовые температура и давление	Геотермический градиент 3.3° С /100 м В интервале 0-2790 м Рпл=Ргидр;				
11.15	ГИС	Наименование метода	Масштаб	Интервалы (по вертикали)		
		I. В открытом стволе				
		Каротаж под спуск кондуктора 324 мм: ПС, ИК, ГК, БК, каверно-профилемер, АК, ГГКп, резист.	1:500	0-350		
		Каротаж под спуск техн. колонны 245 мм: ПС, ИК, ГК, БК, каверно-профилемер, АК, ГГКп, резист.	1:500	300-1050		
Привязочный каротаж под керн: ПС, ИК, РК, БК, каверно-профилемер, ГГКп,	1:500	1000-1690, 1650-2310, 2270-2380, 2340-2520, 2470-2725				

	резист.		
	Каротаж под ИП: ПС, ИК, РК, БК, каверно-профилемер, ГГКп, резист.	1:500	1640-1700, 2270-2320, 2340-2390, 2480-2530, 2685-2735
	ПС, ИК, РК, БК, БКЗ, каверно-профилемер, МК, БМК, МКВ, АК, ГГКп, СГК, ВИКИЗ	1:200	1690-1700, 2310-2320, 2380-2390, 2520-2530, 2725-2735
	Привязочный каротаж под спуск э/к 168 мм: ПС, ИК, РК, БК, каверно-профилемер, ГГКп, резист.	1:500	2685-2810
	Окончательный каротаж: ПС, ИК, РК, БК, каверно-профилемер, термометрия (0-2859 м), ГГКп, резист.	1:500	2760-2859
	ПС, ИК, РК, БК, БКЗ, каверно-профилемер, МК, БМК, МКВ, АК, ГГКп, СГК, ВИКИЗ	1:200	2685-2859
	Инклинометрия.	Через 20м.	Согласно инструкции
	Станция ГТИ	0-2859 м	Газовый каротаж. Отбор шлама в инт 300-1500 через 3-5 м. В инт: 1500-2859 через 1-2 м
	ИП в открытом стволе	ПК ₁₉₋₂₀ 1690-1700 м, БП ₅ 2310-2320 м, БП ₇ 2380-2390 м, БП ₉ 2520-2530 м, АчБП ₁₀ 2725-2735 м (интервалы ИП уточняются Заказчиком по результатам отбора керна и ГИС)	
II. В колонне			
	АКЦ, ГГЦ в кондукторе 324 мм. Дополнительно ОЦК (в случае не выхода цемента на устье)	1:500	0-450 м
	АКЦ, ГГЦ в техн. колонне 245 мм. Дополнительно ОЦК (в случае не выхода цемента на устье)	1:500	0-1075 м
	АКЦ, ГГЦ (СГДТ), ГК, ЛМ+микрокаверномер (1:50) в э/к 168 мм. Дополнительно ОЦК (в случае не выхода цемента на устье)	1:200	0-2859 м
	ВСП	0-2859 м	
	Перфорация с контролем по ГК, ЛМ, ТМ.	После проведения окончательного каротажа по дополнительному плану работ	
	Профиль-приток, приток-состав.	В случае необходимости, при получении неоднозначных притоков флюидов во время испытании объектов (по согласованию с Заказчиком).	

11.16	Интервалы отбора керна	Интервал отбора, м	Проходка с керном, м	Пласт	Свита	
		1690-1697	7	ПК ₁₉₋₂₀	Покурская	
		2310-2317	7	БП ₅	Тангаловская	
		2380-2387	7	БП ₇	Сортымская	
		2520-2527	7	БП ₉	Сортымская	
		2725-2732	7	БП ₁₀ ¹	Сортымская	
<p>Отобрать неизолированный керн Ø 100мм в интервалах бурения до спуска эксплуатационной колонны. Интервалы отбора керна корректируются в процессе бурения по данным промежуточных ГИС. При наличии признаков нефтеносности в керне прекращение отбора керна не допускается.</p>						
11.17	Интервалы испытания в открытом стволе	Методы	Наименование аппаратуры, цели	Плановое кол-во точек исследования	Пласт	Интервал исследования
					ПК ₁₉₋₂₀	1690-1700
					БП ₅	2310-2320
					БП ₇	2380-2390
					БП ₉	2520-2530
					БП ₁₀ ¹	2725-2735
11.18	Требования к материалам и оборудованию при испытании скважины	<p>Требования к типу зарядов применяемых при вторичном вскрытии пласта. Вторичное вскрытие производится зарядами обеспечивающими следующие условия: - плотность перфорационных отверстий – 20 отв./п.м.; - фазировка зарядов - 60°; - длина пробивного канала - 800-1000мм; - диаметр входного отверстия – 9-13мм. Заряды, обеспечивающие данные условия 2906 PowerJet, 3406 PowerJet, 4505 PowerJet, МЕГА-П 73 БП, МЕГА-П 89 БП, МЕГА-П 102 БП, МЕГА-П 114 БП, ЗПК105Н-ТВ СП, ЗПКТ89Н- СП1, ЗПКТ73Н- СП, ЗКПО-89АТ, ЗКПО-89-АТ-09, АТ-11 или аналогичные.</p>				
		<p>Требования к перфорационной среде Предотвратить загрязнение породы при перфорации.</p>				
		<p>Требования к оборудованию применяемого при испытании скважины. Устьевые и забойные КИП К устьевым и забойным КИП (манометрам) применяются следующие условия: тип манометров- с электронными пьезокварцевыми датчиками давления; вид регистрации параметров – в электронной памяти; продолжительность времени регистрации – до 500 суток; объем памяти – до 500 000 точек регистрации; порог чувствительности - 7*10⁻⁶МПа; предел измерения давления – 450 атм (для устьевых), 1000 атм (для глубинных); предел измерения температуры – 100 °С. К данным условиям можно отнести манометры типа АЦМ, САМТ, АМТ, КСАТ.</p>				

		<p>Глубинные пробоотборники. глубинные пробоотборники должны отвечать следующим критериям: - конструкция проточного типа; - фиксация давления и температуры в точке отбора; - возможность установки времени закрытия. Анализ проб производить в специализированной лаборатории. Флюид хранению на объекте строительства не подлежит.</p> <p>Интенсификация притока. В процессе проведения исследования, в случае получения низкодебитного притока, предусмотреть проведение интенсификации притока: СКО (ГКО), ГРП</p> <p>Выдача заключения по результатам исследования пласта. Производится на основании расчетов, выполненных с применением прикладного программного обеспечения (Saphir, PanSystem). Интервалы и объекты испытания (освоения) в эксплуатационной колонне корректируются по данным опробования в открытом стволе и комплекса ГИС. В двухфазных залежах газонасыщенный и нефтенасыщенный интервалы</p>
11.19	Тип бурового раствора при вскрытии:	Полимер-глинистый
11.20	Способы вызова притока и испытания (освоения) скважины	Компрессирование, ЭЦН
11.21	Максимально возможное снижение уровня жидкости в колонне при освоении, м	2000 м
11.22	Основные работы по освоению	Монтаж установки для освоения, ГИС, перфорация, ОПЗ, вызов притока, ГДИ, демонтаж установки для освоения, консервация/ликвидация.
11.23	Требование по механизации и автоматизации технологических процессов, научной организации труда.	Применение автоматических систем контроля и управления с регистрацией основных параметров режима бурения, станция СКЦ.
13	Особые условия	1. Предусмотреть мероприятия, позволяющие свести к минимуму отрицательное воздействие на коллекторские свойства пласта, мероприятия по качеству вторичного вскрытия продуктивного пласта.
14	Исходные данные для проектирования строительства скважин носят ориентировочный характер и не ограничены рамками настоящего Задания. Конкретные технические решения по строительству скважин должны быть определены разработчиком проекта. Проектирование строительства скважин должно осуществляться в соответствии с правилами, нормами, инструкциями и государственными стандартами.	

И.о. главного инженера ОАО «НК «Янгпур»

Геолог ССБсГС ОАО «НК «Янгпур»



Е.П. Белозор

А.В. Макейчик

Приложение к заданию на проектирование «Проект на строительство наклонно-направленной поисковой скважины №828 Восточно-Метельной площади» – стратиграфический разрез, сведения о продуктивных пластах (нефтеносность, газоносность, водоносность).

**СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ, ЭЛЕМЕНТЫ ЗАЛЕГАНИЯ И
КОЭФФИЦИЕНТЫ КАВЕРНОЗНОСТИ**

Глубина залегания, м (абсолют.)		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
0	40	Четвертичные отложения	Q	1.5
40	130	Атлымская+Новомихайловская свита	P ₃ /nm	1.5
130	230	Тавдинская свита	P ₃₋₂ /tv	1.5
230	405	Люлинворская свита	P ₂ /llv	1.5
405	560	Талицкая свита	P ₁ /tl	1.5
560	760	Ганькинская свита	K ₂ gn	1.3
760	930	Березовская свита	K ₂ bz	1.3
930	950	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1.3
945	2000	Покурская свита	K ₂₋₁ pkr	1.3
2000	2320	Тангаловская свита	K ₁ tng	1.1
2320	2780	Сортымская свита	K ₁ srt	1.1
2780	2790	Баженовская свита	J ₃ bg	1.1

ВОДОНОСНОСТЬ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность в плусл г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды в мг/л						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы					
						Cl ⁻	SO ⁻⁴	HCO ⁻³	Na ⁺ +(K)	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
РЗ/пм	70	130	поровый	1,0	743-2160	-	-	-	-	-	-	0,05-0,4	ГКН	Да
К2-1/ркр	1285	2075	поровый	1,0	5-200	97	-	3	91	-	6	5-25	ГКН, ХЛК	Нет
К1	2075	2910	поровый	1,01	3-350	97	-	3	91	-	6	5-25	ГКН, ХЛК	нет

ГАЗОНОСНОСТЬ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости и газа в пластовых условиях	Свободный дебит, м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³	Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПК1	950	990	поровый	-	-	0,70	0,574	-	350	-	-