САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ИНВЕСТМЕНТ КОМПАНИ ЛТД.

Экз. № ___

Отв. исп.: КЛИЩ Р. М.

ДОПОЛНЕНИЕ

К ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ НА СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, НЕ СВЯЗАННЫХ С ДОБЫЧЕЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, В ЦЕЛЯХ РАЗМЕЩЕНИЯ БУРОВЫХ ОТХОДОВ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПИЛЬТУНСКОМ УЧАСТКЕ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Лицензия ШОМ 14118 ЗЭ

В 2 Томах

Том 2. Табличные, графические и текстовые приложения

г. Южно-Сахалинск, 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ФИО	Должность
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	
Руслан Клищ	Ведущий инженер-технолог по добыче нефти и газа, отв.исп. (Главы 1-13, Заключение, Табличные приложения, Графические приложения)
Андрей Антонов	Ведущий геолог группы проектирования и оптимизации разработки (Графические приложения)
Антон Сержанин	Старший инженер по охране окружающей среды (Главы 10, 13, 14)
Елизавета Ильева	Ведущий специалист по согласованиям в области недропользования, нормоконтролёр (Введение, Заключение, Главы 1-13, корректировка, оформление книг, приложений)

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Табличное приложение 1. Комплекс ГИС для эксплуатационных скважин Пильтунского участка 6
Табличное приложение 2. Обобщённое описание пород по керну и шламу 9
Табличное приложение 3. Литолого-физические свойства пород в интервалах закачки (XVI-XIX пласты) 11
Табличное приложение 4. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407 14
Табличное приложение 5. Отметки пластопересечений стратиграфических горизонтов скважин ПБ-420 и ПБ-407 15
Табличное приложение 6. Литологическое описание состава пород в скважинах ПБ-420 и ПБ-407 по шламу 16
Табличное приложение 7. Результаты интерпретации данных ГИС в скважинах ПБ-420 и ПБ-407 19
Табличное приложение 8. Спецификация поршневого насоса 20

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Графическое приложение 1. Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 1-ой зоны закачки.

Графическое приложение 2. Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 2-ой зоны закачки.

Графическое приложение 3. Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 3-ей зоны закачки.

Графическое приложение 4. Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 4-ой зоны закачки.

Графическое приложение 5. Структурная карта по кровле XVIII пласта. Подошва 1-ой зоны закачки

Графическое приложение 6. Структурная карта по подошве пласта XII. Подошва 2-ой зоны

закачки.

Графическое приложение 7. Структурная карта по подошве X пласта. Подошва 3-ой зоны закачки

Графическое приложение 8. Структурная карта по подошве VII-VIII пласта. Подошва 4-ой зоны закачки.

Графическое приложение 9. Геологический профиль по линии I-I.

Графическое приложение 10. Геологический профиль по линии II-II.

Графическое приложение 11. Геологический профиль по линии III-III.

Графическое приложение 12. Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ-407.

Графическое приложение 13. Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ- 420- БС1.

Графическое приложение 14. Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ- 420- БС2.

СПИСОК ТЕКСТОВЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

Текстовое приложение 1	Лицензия ШОМ 14118 ЗЭ от 18.06.2007 г.
Текстовое приложение 2	Горноотводный акт к лицензии на пользование недрами ШОМ 14118 ЗЭ от 18.07.2007 г. (№ 65-7700-00875)
Текстовое приложение 3	Паспорт скважины ПБ-420
Текстовое приложение 4	Паспорт скважины ПБ-420БС2
Текстовое приложение 5	Паспорт скважины ПБ-407
Текстовое приложение 6	Протокол ГКЗ Роснедра от 04.06.2021 г. №6682
Текстовое приложение 7	Протокол ТКР по Сах. Обл. № 02-15 пс от 20.02.2015 г.
Текстовое приложение 9	Техническое задание

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Табличное приложение 1. Комплекс ГИС для эксплуатационных скважин Пильтунского участка

Секция скважины	Газовый каротаж	Кавер-номер	ГК	ИК	ННК	ГГК-П	ЯМК	АК	Измерение пластового давления	АКЦ/ФКД	УЗКЦ
ПБ-301											
609.6 мм (24")	+										
444.50 мм (17 1/2")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+					+
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		+
ПБ -302											
609.6 мм (24")			+								
444.50 мм (17 1/2")	+		+	+						+	+
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	+
ПБ-303											
609.6 мм (24")	+										
444.50 мм (17 1/2")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	+
ПБ-304-ПС											
609.6 мм (24")	+		+								
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+							
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ-304											
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+	+		+	+	+
ПБ-305-ПС											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+	+		+	+	+
ПБ-305-ПС											
609.6 мм (24")	+		+								
444.50 мм (17 1/2")	+		+							+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ-305											
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+		+		+	+
ПБ-306											
609.6 мм (24")	+										
444.50 мм (17 1/2")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+							+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	+
ПБ-306-БС1											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+	+	+
ПБ -307											
609.6 мм (24")	+										
444.50 мм (17 1/2")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	
ПБ -308											
609.6 мм (24")	+		+	+							
444.50 мм (17 1/2")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		+
ПБ -312											
609.6 мм (24")	+										
444.50 мм (17 1/2")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+		+		+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	
ПБ -318-ПС1											
609.6 мм (24")	+		+	+							
444.50 мм (17 1/2")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+			+		+
ПБ -318-ПС2											
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+				+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		+
ПБ -318											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	
ПБ -401											
609.6 мм (24")	+		+	+							
444.50 мм (17 1/2")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+	+	+
ПБ -402											
609.6 мм (24")	+										
444.50 мм (17 1/2")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	+
ПБ -403											
609.6 мм (24")	+										
444.50 мм (17 1/2")	+	+	+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	+
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	+
ПБ -404											
609.6 мм (24")	+		+								
444.50 мм (17 1/2")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+	+			+	+

Секция скважины	Газовый каротаж	Кавер-номер	ГК	ИК	ННК	ГГК-П	ЯМК	АК	Измерение пластового давления	АКЦ/ФКД	УЗКЦ
ПБ -405											
609.6 мм (24")	+		+								
444.50 мм (17 1/2")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	
ПБ -407											
609.6 мм (24")	+		+	+							
406.40 мм (16")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+			+	+	+
ПБ -418-ПС1											
609.6 мм (24")	+		+	+							
406.40 мм (16")	+		+	+							
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+							
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ -418-ПС2											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ -420											
558.80 мм (22")	+		+								
444.50 мм (17 1/2")	+	+	+	+	+	+		+		+	+
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+					
ПБ -420-БС1											
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+				+	+
ПБ -420-БС2											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+ (НГК-П)				+	+
ПБ-309											
609.6 мм (24")	+		+								
406.40 мм (16")	+		+								
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
ПБ-309 ПС1											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ-309 БС1 (ПС2)											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ-309 БС2 (ПС2)											
215.90 мм (8 1/2") (SAS)	+	+	+	+	+	+				+	
155.57 мм (6 1/8") (SAS)	+		+	+							
ПБ-310											
609.6 мм (24")	+										
406.40 мм (16")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+				+	+	+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+
ПБ-311											
609.6 мм (24")	+		+								
406.40 мм (16")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+				+	+	+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+
ПБ-313											
609.6 мм (24")	+		+	+							
406.40 мм (16")	+		+	+						+	+
ПБ-313 ПС1											
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+	+		+		
ПБ-313 БС1											
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ-317											
609.6 мм (24")	+		+	+							
406.40 мм (16")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+							+
ПБ-317 БС1											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+	+		+		
ПБ-317 БС2											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+	+		+		
ПБ-317 БС3											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+					
ПБ-317 БС4											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+				+	
155.57 мм (6 1/8")	+		+	+							
ПБ-320											
609.6 мм (24")	+		+								
406.40 мм (16")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
ПБ-320 ПС											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ-320 БС1											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+		+		+	
155.57 мм (6 1/8")	+	+	+	+	+	+					
ПБ-352											
609.6 мм (24")	+		+								
406.40 мм (16")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+				+	+	+	+
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+		+	+	+	+
ПБ-408											
609.6 мм (24")	+		+	+							

Секция скважины	Газовый каротаж	Кавер-номер	ГК	ИК	ННК	ГГК-П	ЯМК	АК	Измерение пластового давления	АКЦ/ФКД	УЗКЦ
406.40 мм (16")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+		+	+						+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+	+		+	+	
ПБ-413											
609.6 мм (24")	+		+	+							
406.40 мм (16")	+		+	+						+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+	+	+			+	+	
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+	+		+	+	
ПБ-415											
609.6 мм (24")	+		+							+	
406.40 мм (16")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+						+	+
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+	+	+
ПБ-351											
609.6 мм (24")	+		+								
406.40 мм (16")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+				+		+	
ПБ-351 ПС											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+			+		
ПБ-351 БС3											
215.90 мм (8 1/2")	+	+	+	+	+	+		+		+	
155.57 мм (6 1/8") SAS	+	+	+	+	+	+					
155.57 мм (6 1/8") FB1	+	+	+	+	+	+					
155.57 мм (6 1/8") FB2	+	+	+	+	+	+					
ПБ-358											
609.6 мм (24")	+		+								
406.40 мм (16")	+		+							+	
311.15 мм (12 1/4")	+	+	+	+				+		+	
ПБ-358 БС2											
215.90 мм (8 1/2") SAS	+	+	+	+	+	+		+	+	+	
155.57 мм (6 1/8") SAS	+	+	+	+	+	+					
155.57 мм (6 1/8") FB1	+	+	+	+	+	+					
155.57 мм (6 1/8") FB2	+	+	+	+	+	+					

Табличное приложение 2. Обобщённое описание пород по керну и шламу

Пласт	Описание пород
Пласт L	Представлен чередованием песчаников серых, мелкозернистых, алевритистых, рыхлых, слабосцементированных. Встречаются включения углефицированного растительного детрита, сульфидов, глин серых, мягких, вязких, слегка уплотненных, песков и алевролитов, обломки раковин.
Глинистый раздел между пластами L и M	Песчаники и глина серая, мягкая, алевритистая.
Пласт M	Кровля пласта М сложена грубозернистыми, гравийно-галечниковыми песками с многочисленными обломками раковин. Средняя часть пласта представлена серыми грубозернистыми, рыхлыми, с включениями мелкого гравийно-галечникового материала песчаниками. Алевролиты серые, песчанистые, слабо сцементированные, рыхлые. Встречаются обломки раковин, обугленного детрита, мелкие обломки бурых углей. Подошвенная часть пласта состоит из песчаников серых мелко-среднезернистых, алевритистых, слабо-среднесцементированных, рыхлых, с включениями мелкого гравийно-галечникового материала. Встречаются обломки раковин, обугленного детрита. Глина серая, мягкая. Алевролиты песчанистые.
Глинистый раздел между пластами M и N	Глина серая, мягкая, вязкая, песчано-алевритистая.
Пласт N	Пласт сложен песчаником серым, мелкозернистым, рыхлым, глинами серыми.
Глинистый раздел между пластами N и O	Глина серая, мягкая, вязкая, песчаники мелкозернистые, алевролиты песчаные.
Пласт O	Песчаники серые мелко-среднезернистые, алевритистые, слабо сцементированные, рыхлые, редко, но крепко сцементированные. Встречаются включения углефицированного растительного детрита, сульфидов, редко глин серых, мягких, вязких. Встречаются обломки раковин. Алевролиты мелкозернистые.
Глинистый раздел между пластами O и I-IV	Пласт состоит в основном из серой, вязкой, слегка уплотненной глины. Местами встречаются песчаники серые, алевритистые, слабо сцементированные и прослои алевролитов.
Глинистый раздел между пластами XI и XII	Переслаивание глин серых, вязких и алевролитов серых, среднесцементированных с глинистым цементом и прослоями песчаников. Встречаются обломки раковин, угля, кальцита.
Пласт XII	Пласт по данным образца отобранного из скважины №18, на глубине 1 529 м по стволу скважины, с помощью бокового грунтоноса представлен алеврито-песчаными глинами.
Глинистый раздел между пластами XII и XIII	Алевритистые глины, алевролиты.
Пласты XIII-XIV	В скважине №18 был отобран образец с помощью бокового грунтоноса на глубине 1704 м, представленный мелко- и средне-зернистым, алевритистым, неизвестковым песчаником, средне-сцементированным с кремнием и плохо выраженной пористостью.
Глинистый раздел между пластами XIII-XIV и XVI-XVI	Алевритистые глины, алевролиты.
Пласт XVI-XVII	Пласт охарактеризован керном в скважине 8, в интервале глубин 1447-1451,2 м по стволу скважины (верхняя часть пласта) и представлен алевролитами крупнозернистыми и разнозернистыми, переходящими в плохо отсортированные алеврито-глинистые породы. Алевролиты содержат многочисленные неясно выраженные линзы и тонкие линзовидные прослои глин. Общее количество глинистого материала, определенного в шлифах, колеблется от 25 до 40%. В участках скопления алевритового материала количество глинистого цемента составляет 13-18%. Поры комбинированные, т.е. образованные обломочными зернами и материалом цемента, который входит в поры тонкими языками (неравномерный неполно-поровый цемент). Алеврито-глинистые породы практически непроницаемы. Они образуют многочисленные прослои с видимой мощностью до 25-40 см. Данные гранулометрического состава дают усредненную характеристику алеврито-глин с общей “глинистостью” от 30 до 38%. Породы неуплотнены, состав глинистого материала монтмориллонитовый. Неуплотненность пород является причиной достаточно высокой пористости по керну 19-23%. В скважине 18 был отобран один образец с помощью бокового грунтоноса с глубины 1 746 м по стволу скважины, образец состоит из мелко- и грубозернистого, алевритистого песчаника, средне-сцементированного с низкой пористостью.
Глинистый раздел между пластами XVI-XVII и XVIII	Интервал литологически охарактеризован в скважине 14. Изученная часть представлена алеврито-глиной, содержащей линзовидные включения алевролита и песчаника. Открытая пористость пород составляет 13-14%.

Пласт XVIII	Пласт освещен керновым материалом в скважинах 8, 12, 13 и 14. Скважина 14 охарактеризована керном верхняя часть пласта, в составе которого выделяется чередующихся слоев алевролитов, глин и алеврито-глин. Ритм “глина-алевролит” повторяется трижды. Алевролиты разнозернистые с медианным размером зерен 0,04-0,06 мм, количеством глинистого цемента от 18,4 до 30%, открытой пористостью 23-29% и проницаемостью от 52 до 190 10^{-3} мкм^2. Глины и алеврито-глины имеют пористость от 14 до 16%, и проницаемость от 0,1 до 1,4 10^{-3} мкм^2. В составе основной массы глин и глинистых цементов преобладают монтмориллониты. Пласт освещен керновым материалом в скважинах 8, 12, 13 и 14. В скважинах 8 и 13 керн отобран из средней части пласта, где горные породы представлены глиной и алеврито-глиной, содержащей прослои крупнозернистых алевролитов и алевролито-песчаников и иногда непроницаемых сцементированных прослоев плотных горных пород. Мощность слоев пород-коллекторов от 25 см до 2-5 м. Цементирующая масса в них представлена монтмориллонитом и смешаннослойными образованиями монтмориллонитового ряда. Они отличаются микронеоднородной текстурой, содержат глинистый материал в количестве от 13 до 20-25%, часто сконцентрированный в отдельных участках, и характеризуются проницаемостью до 330 10^{-3} мкм^2, открытой пористостью 29-30%. Значительные величины пористости связаны с недоуплотненностью пород, присутствием тонких капиллярных пор. Большая часть изученных интервалов пласта представлена плохо отсортированными алеврито-глинистыми породами. Усредненный гранулометрический состав таких пород характеризуется преобладанием глинистого материала (30-70%) монтмориллонитового состава. Породы эти чаще непроницаемы, с общей пористостью от 15 до 18%, редко до 24%. Иногда в этих породах отмечаются скопления алевритовых и песчаных зерен, в которых присутствуют полые поры, за счет чего проницаемость этих пород достигает 1-2 10^{-3} мкм^2.
	В скважине 12 керн, отобранный из глинистого прослоя внутри пласта, представлен глинами и глинистыми алевролитами (общаяя пористость 13-16%, проницаемость 0.6-2 10^{-3} мкм^2). В скважине 18 боковым грунтоносом отобран образец с глубины 1816 м. Образец состоит из мелко- и среднезернистого, алевритистого, средне сцементированного песчаника, с плохо-выраженной пористостью.

Табличное приложение 3. Литолого-физические свойства пород в интервалах закачки (XVI-XIX пласты)

№ скв.	Интервал отбора керна, Кровля Подошва Или глубина отбора образца М., по стволу скважины	Литологическоекое описание образца	Гранулометрический состав, мм						Кп	Кпр. Абс. 10^{-3} мкм^2	
			более 1	1,00-0,50	0,50-0,25	0,25-0,10	0,10-0,01	менее 0,01	%	Парал. напластованию	Перпенд. напластованию
8	1447.9/1451.2	алевролит уплотненный песчаный	0.2	0.1	2.3	34.2	32.5	30.7	23.4		
		алевролит уплотненный песчаный			2.1	27.7	41.3	28.9	25.4		
		алевролит уплотненный песчаный	0.2	0.5	7.3	30.1	32.7	29.3	21.5		
		алевролит		0.2	0.5	9.3	51.5	38.5	19.4		
		алевролит			1.3	22.4	44.7	31.7	19.4		
	1502.4/1503.6	глина, алевро-песчанная уплотненная			0.1	0.9	27.7	71.4	19.3		
	1503.6/1504.1	алевролит глинисто-песчаный				7.5	71.7	20.9	33.5		
		алевролит глинисто-песчаный				5.9	74.6	19.4	30.8		
	1504.1/1505.1	глина уплотенная. алевро-песчаная				1.2	37.9	60.9	18.2		
		глина уплотненная алевро-песчаная			0.5	3.8	41.7	54	19.1		
		глина уплотненная алевро-песчанная			0.5	3.8	41.7	54	18.7		
	1505/1505.4	алевролит песчано-глинистый				17.6	66.6	15.8	11.2		
	1505,4/1507,8	глина				0.5	5.2	94.3	32.8		
		алевролит песчано-глинистый			0.3	13.6	63.9	22.2	33.1		
		алевролит песчано-глинистый				16.5	68	15.4			
		алевролит песчано-глинистый			0.1	20.9	62.5	16.5			
	1508/1508.3	глина уплотненная алевро-песчаная				3.5	44.6	51.8	18.4		
	1508.3/1508.7	глина уплотненная алевро-песчаная			0.2	0.6	34.2	65.1	9.1		
	1508.7/1508.9	глина уплотненная алевро-песчаная			0.3	1.5	31.1	67.1	19.5		
	1508.9/1509.4	алевролит			0.1	2	79.2	18.8	32		
13	1649.8	глина уплотненная алевро-песчанная		0.4	1.1	2.7	39.9	55.9	11.3		
	1650.3	глина уплотненная алевро-песчанная				1.7	31.3	67	31.8		
	1650.6	глина уплотненная алевро-песчанная		0.3	0.9	4.2	29.7	64.9	16.7		
	1650.9	глина уплотненная алевро-песчанная			0.3	2.7	36.1	60.9	16.7		
	1651.5	глина уплотненная алевро-песчанная		0.2	0.9	7.6	39.7	51.8	17	0.53	
	1651.8	алевролит			0.8	9.2	40.8	49.2	17.2		
	1652.4	алевролит		0.7	2.8	8	39.2	49	17.3		
	1652.8	глина уплотненная алевро-песчанная		0.5	1.8	10.7	34.2	52.7	16.4		
	1653.3	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.7	9	32	58.3	19.6		
	1653.8	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.5	5.9	32.3	61.2	18.1		
	1654.4	глина уплотненная алевро-песчанная			0.3	4.4	35.8	59.5	17.3		
	1655.1	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.6	9.5	35.1	54.6	17.5	0.75	
	1655.5	алевролит		0.1	1	15.3	47.7	35.9	17.3		
	1655.8	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.6	7.1	33.1	59	18.7	0.66	
	1656	алевролит песчано-глинистый			0.1	19.1	61.3	19.5	33	325.28	
	1656.5	алевролит песчано-глинистый			0.4	28.4	58	13.2	31.1	311.35	
	1656.8	алевролит песчано-глинистый			0	24.1	59.9	16	30.6	338.86	
	1657.3	алевролит	0.1	0.1	0.9	15.6	39.5	43.8	18.2		
	1657.6	алевролит		0.1	0.6	15	36.9	47.4	12.6		
	1657.8	алевролит		0.1	0.7	17.3	37.5	44.4	13.7		
	1658.5	алевролит		0.1	0.7	10.4	46.2	42.5	16.4		
	1659	глина уплотненная алевро-песчанная		0.2	0.4	2.7	28.6	68.1	17.1		
	1659.4	глина уплотненная алевро-песчанная			0.8	4.3	42.3	52.6	18.1		
	1659.9	глина уплотненная алевро-песчанная	0.4	0.6	2.6	14.3	32.1	50	18.2		
	1660.4	глина уплотненная алевро-песчанная			0.1	3.5	44.7	51.8	17.7		
	1660.9	глина уплотненная алевро-песчанная	0.1	0.4	2.2	9.3	35	53	18.2		

№ скв.	Интервал отбора керна, Кровля Подошва Или глубина отбора образца М., по стволу скважины	Литологическоекое описание образца	Гранулометрический состав, мм						Кп	Кпр. Абс. 10^{-3} мкм^2	
			более 1	1,00-0,50	0,50-0,25	0,25-0,10	0,10-0,01	менее 0,01	%	Парал. напластованию	Перпенд. напластованию
	1661.5	глина уплотненная алевро-песчанная	0.5	0.1	0.3	1.8	42.3	55	17.1		
	1662.1	глина уплотненная алевро-песчанная			0.2	1.1	38.1	60.7	18		
	1662.5	глина уплотненная алевро-песчанная			0.3	1.6	33	65.1	18.1		
	1663	глина уплотненная алевро-песчанная	0.6	0.1	0.2	1.8	34.5	62.9	19.1		
	1663.4	глина уплотненная алевро-песчанная		0.2	0.7	3.4	45.6	50.2	17.4		
14	1549.1	алевролит уплотненный песчаный	0.5	0.6	2.5	41.2	28.3	27	24.7		
	1597.9	алевролит	0.1	0.7	3.7	18	38.1	39.4	15.4		
	1598.3	алевролит	0.5	0.6	2.3	11.2	37.5	47.9	16.3		
	1598.4	алеврит глинисто-песчаный				13.9	68.7	17.5	30.7		
	1598.7	глина уплотненная алевро-песчанная		0.3	2.4	11.4	33.3	52.7	16	0.21	
	1598.7	глина уплотненная алевро-песчанная		0.3	2.4	11.4	33.3	52.7	16.7	0.35	
	1599	алевролит глинисто-песчаный			0.1	1.4	54.6	44	16.2		
	1599.3	алевролит		0.1	0.3	7.4	48.7	43.5	16		
	1599.5	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.5	3.4	30.4	65.6	15.4	0.16	
	1600.1	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.6	1.9	27.8	69.6	16.6		
	1600.4	алевролит глинисто-песчаный		0.1	1	9.1	61.5	28.3	16.2	0.1	
	1600.4	алевролит глинисто-песчаный		0.1	1	9.1	61.5	28.3	15.9		0.2
	1600.5	алевролит глинисто-песчаный			0	5.5	70.9	23.6	30.9		
	1600.7	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.7	0.7	27.2	71.4	17.1		
	1600.9	алевролит глинисто-песчаный				2.2	69.2	28.7	31.2	193.89	
	1600.9	алевролит глинисто-песчаный				2.2	69.2	28.7	31.2		157.96
	1601.3	алевролит глинисто-песчаный				12.5	63.9	23.6	30.2	57.98	
	1601.3	алевролит глинисто-песчаный				12.5	63.9	23.6	30.6		
	1601.7	алевролит песчано-глинистый				18.9	62.7	18.4	29.7	137.14	
	1601.7	алевролит песчано-глинистый				18.9	62.7	18.4	28.2		136.51
	1601.9	алевролит песчано-глинистый				9.4	72.1	18.5	30.1		99.82
	1602.1	алеврит песчано-глинистый			0.1	6.2	71.1	22.6	30.6		
	1603.1	глина уплотненная алевро-песчанная				2.3	43	54.7	18.2		
	1603.5	глина уплотненная алевро-песчанная			0.1	0.2	35.7	63.9	15.3	0.09	
	1603.7	глина уплотненная алевро-песчанная			0.2	4.4	43.2	52.3	19.1	1	
	1604.1	алевролит песчано-глинистый				18.5	62.9	18.7	30.6	142.42	
	1604.1	алевролит песчано-глинистый				18.5	62.9	18.7	30.6		101.13
	1604.3	алевролит песчано-глинистый			0.1	23	57.7	19.1	29.7	145.38	
	1604.3	алевролит песчано-глинистый			0.1	23	57.7	19.1	29.7		91.36
	1604.6	алевролит песчано-глинистый				9.3	64.2	26.5	28	557.6	
	1604.6	алевролит глинисто-песчаный				9.3	64.2	26.5	28.4		336.2
	1604.9	алевролит глинисто-песчаный				20.6	57.5	21.9	29.4	180.39	
	1604.9	алевролит глинисто-песчаный				20.6	57.5	21.9	29.4		118.74
	1605.3	алевролит песчано-глинистый			0.3	24.6	56.1	19.1	30.1	179.91	
	1605.3	алевролит песчано-глинистый			0.3	24.6	56.1	19.1	30.1		140.55
	1605.7	алевролит глинисто-песчаный				3	60.2	36.8	25		
	1606.1	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.7	4.5	32	62.7	15.7	0.28	
	1606.1	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.7	4.5	32	62.7	17.2		0.09
	1606.3	алевролит глинисто-песчаный				7.2	71.2	21.6	30.7		
	1606.6	алевролит глинисто-песчаный				7.8	67.1	25.1	16.5		
	1606.9	алевролит		0.2	0.8	20	40.1	38.9	17		
	1607.6	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	1.2	4.5	32.6	61.6	16.1		
	1608.1	глина уплотненная алевро-песчанная			0.5	5	33.7	60.9	16.5		
	1608.5	алевролит	0.1	0.3	2.2	15.2	45.8	36.4	18.9		
	1609	глина уплотненная алевро-песчанная			0.2	7.9	40.5	51.4	17.6		
	1609.3	алевролит		0.1	0.9	23.5	41.7	33.9	17.7		
	1609.7	глина уплотненная алевро-песчанная		0.1	0.8	9.6	37.5	52	9.3	0.11	

№ скв.	Интервал отбора керна, Кровля Подошва Или глубина отбора образца М., по стволу скважины	Литологическоекое описание образца	Гранулометрический состав, мм						Кп	Кпр. Абс. 10^{-3} мкм^2	
			более 1	1,00-0,50	0,50-0,25	0,25-0,10	0,10-0,01	менее 0,01	%	Парал. напла-стованию	Перпенд. напла-стованию
	1609.9	алевролит		0.3	1.5	23.1	44.6	30.5	14.8		
	1610.4	глина уплотненная. алевро-песчанная		0	0.4	5.3	36.7	57.7	17.4		
	1610.7	алевролит		0.2	1	10.6	42.3	45.9	18	0.22	
	1610.9	глина уплотненная алевро-песчанная	0.2	0.4	2.8	7	36.6	53	17.5	0.25	
	1611.3	алевролит		0.3	1.5	10.3	40.2	47.7	18.8	1.42	
	1611.6	алевролит	0.3	1	4	18	43.5	33.1	18.5		

Табличное приложение 4. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407

№	Название колонны	Глубина спуска, м		Уровень подъёма цементного раствора за колонной, м	Количество раздельно-спускаемых частей колонны, шт	Назначение колонны
		по вертикали	по стволу			
ПБ-420БС1						
1	Направление Ø 762 мм (30")	146,6	146,6	Забивается и не цементируется	1	Обеспечение проходки ствола под кондуктор.
2	Кондуктор Ø 473,075 мм (18 ⅝")	664,4	699,0	36	1	Перекрытие неустойчивых пород в верхней части разреза, предотвращение гидроразрыва рыхлых и для установки противовыбросового оборудования.
3	Промежуточная Ø 339,725 мм (13 ⅜")	806,5	894,5	512	1	Сокращение длины возможных желобных выработок и участков интенсивного оседания шлама.
4	Эксплуатационная Ø 244,475 мм (9 ⅝")	1917,1	2751,8	752	1	Изоляция интервалов закачки буровых отходов. Надежное крепление проектного горизонта. Предотвращение осыпей и обвалов стенок скважины в процессе эксплуатации объекта.
ПБ-420БС2						
1	Направление Ø 762 мм (30")	146,6	146,6	Забивается и не цементируется	1	Обеспечение проходки ствола под кондуктор.
2	Кондуктор Ø 473,075 мм (18 ⅝")	664,4	699,0	36	1	Перекрытие неустойчивых пород в верхней части разреза, предотвращение гидроразрыва рыхлых и для установки противовыбросового оборудования.
3	Промежуточная Ø 339,725 мм (13 ⅜")	806,5	894,5	512	1	Сокращение длины возможных желобных выработок и участков интенсивного оседания шлама.
4	Эксплуатационная Ø 244,475 мм (9 ⅝")	1084,9	1439,5	752	1	Надежное крепление проектного горизонта. Предотвращение осыпей и обвалов стенок скважины в процессе эксплуатации объекта.
5	Хвостовик Ø 177,8 мм (7")	1616,7	2370,9	1361.5	1	Изоляция интервалов закачки буровых отходов. Надежное крепление проектного горизонта. Предотвращение осыпей и обвалов стенок скважины в процессе эксплуатации объекта.
ПБ-407						
1	Направление Ø 762 мм (30")	146,6	146,6	Забивается и не цементируется	1	Обеспечение проходки ствола под кондуктор.
2	Кондуктор Ø 473,075 мм (18 ⅝")	665.5	739	36	1	Перекрытие неустойчивых пород в верхней части разреза, предотвращение гидроразрыва рыхлых и для установки противовыбросового оборудования.
3	Промежуточная Ø 339,725 мм (13 ⅜")	1037.1	1990.8	117	1	Сокращение длины возможных желобных выработок и участков интенсивного оседания шлама.
4	Эксплуатационная Ø 244,475 мм (9 ⅝")	1892.8	3146.5	1843	1	Изоляция интервалов закачки буровых отходов. Надежное крепление проектного горизонта. Предотвращение осыпей и обвалов стенок скважины в процессе эксплуатации объекта.

Табличное приложение 5. Отметки пластопересечений стратиграфических горизонтов скважин ПБ-420 и ПБ-407

Эпоха	Пласты	ПБ-420БС1		ПБ-420БС2		ПБ-407	
		Кровля	Подошва	Кровля	Подошва	Кровля	Подошва
		а.о	а.о	а.о	а.о	а.о	а.о
Плиоцен (верхненутовский подгоризонт)	L	-373	-441	-373	-441	-377	-443
	M	-485	-671	-485	-671	-482	-669
	N	-698	-762	-698	-762	-697	-779
	O	-773	-895	-773	-895	-787	-938
	I-IV	-901	-1024	-901	-1024	-945	-1076
	V-VI	-1046	-1102	-1047	-1102	-1100	-1151
	VII-VIII	-1116	-1244	-1115	-1245	-1163	-1270
Плиоцен (нижненутовский подгоризонт)	IX	-1308	-1333	-1307	-1328	-1331	-1347
	X	-1352	-1377	-1345	-1367	-1361	-1380
	XI	-1445	-1526	-1430	-1505	-1438	-1518
	XII	-1609	-1654			-1588	-1630
	XIII-XIV	-1684	-1716			-1656	-1687
	XVI-XVII	-1755	-1759			-1724	-1731
	XVIII	-1808	-1851			-1780	-1825

Табличное приложение 6. Литологическое описание состава пород в скважинах ПБ-420 и ПБ-407 по шламу

Интервал	Общее описание литологии пород	Детальное описание литологического состава пород
Скважина ПБ-420		
100 – 127 м.	Песчаник	Песчаник: серый, темно-серый, средне-, крупнозернистый, местами - грубозернистый, средне окатанный, средне- сортированный, включения литифицированных и органических обломков.
127–170 м.	Преимущественно глины с пропластками песчаников; прослой гравелитов в кровле	Гравий: серый, темно-серый, коричнево-серый, местами желто-коричневый, гранулы, галька, хорошо окатанный, плохо сортирован. Песчаник: серый, темно-серый, среднезернистый, крупнозернистый, местами грубозернистый, средне окатанный, средне- сортированный, включения литифицированных обломков. Глина: серая, песчано-алевритистая, мягкая, пластичная, обломки створок раковин.
170 – 200 м.	Преимущественно песчаники с пропластками глин	Песчаник: серый, темно-серый, среднезернистый, крупнозернистый, местами грубозернистый, средне окатанный, плохо сортированный, включения литифицированных обломков и обломков створок раковин. Глина: темно-серая, серая, песчано-алевритистая, мягкая, пластичная, обломки створок раковин и включения литифицированных обломков.
200 - 230 м.	Глины с пропластками песчаника	Песчаник: серый, среднезернистый, мелкозернистый, местами крупнозернистый, средне окатанный, плохо сортированный, включения литифицированных обломков и обломков створок раковин. Глина: темно-серая, серая, песчано-алевритистая, мягкая, пластичная, включения литифицированных обломков.
230 – 260 м.	Переслаивание песчаников и глин	Песчаник: серый, мелко-, среднезернистый, средне окатанный, плохо отсортированный, включения литифицированных обломков и обломков створок раковин, включения серо-зеленого глауконита. Глина: светло-серая, серая, песчано-алевритистая, мягкая, пластичная, включения литифицированных обломков.
260 – 410 м.	Переслаивание песчаников и глин	Песчаник: серый, тонко-, мелкозернистый, местами среднезернистый, средне окатанный, средне отсортированный, включения литифицированных обломков и слюды. Глина: светло-серая, серая, песчано-алевритистая, очень мягкая, липкая, размываемая водой, включения литифицированных обломков.
410 – 460 м.	Преимущественно песчаники с пропластками глин	Песчаник: серый, темно-серый, мелко-, среднезернистый, местами крупнозернистый, средне окатанный, хорошо отсортированный, включения литифицированных обломков, и глауконита. Глина: серая, темно-серая, песчано-алевритистая, очень мягкая, аморфная, обломки створок раковин, палеофлоры и включения литифицированных обломков.
460 – 550 м.	Переслаивание песчаников и глин	Песчаник: серый, темно-серый, тонко-, мелкозернистый, местами среднезернистый, средне окатанный, средне отсортированный, включения литифицированных обломков, глауконита и слюды. Глина: серая, светло-серая, песчано-алевритистая, очень мягкая, аморфная, размываемая водой, обломки палеофлоры.
Интервал: 550 – 580 м.	Преимущественно песчаники с пропластками глин	Песчаник: серый, темно-серый, тонко-, мелкозернистый, местами среднезернистый, средне окатанный, средне отсортированный, включения слюды. Глина: серая, светло-серая, песчано-алевритистая, очень мягкая, аморфная, размываемая водой, обломки створок раковин.
580 – 680 м.	Песчаники с пропластками глин	Песчаник: серый, светло-серый, преимущественно мелкозернистый, местами среднезернистый, редко крупнозернистый, включения литифицированных обломков. Глина: серая, светло-серая, песчано-алевритистая, очень мягкая, аморфная, размываемая водой.
680 –710 м.	Преимущественно глины с пропластками песчаников	Песчаник: серый, светло-серый, мелко-, среднезернистый, местами крупнозернистый, средне окатанный, средне отсортированный, включения литифицированных обломков и пирита. Глина: серая, светло-серая, песчано-алевритистая, очень мягкая, размываемая водой.
710 –780 м.	Переслаивание песчаников и глин	Песчаник: серый, светло-серый, преимущественно тонко-, мелкозернистый, местами средне-, крупнозернистый, средне окатанный, плохо отсортированный, включения литифицированных обломков и остатков палеофлоры. Глина: серая, темно-серая, алевритистая, местами переходящая в алевролит.
780 – 825 м.	Переслаивание глин и алевролитов с пропластками песчаников	Песчаник: серый, светло-серый, тонко-, мелкозернистый, местами средне-, крупнозернистый, средне окатанный, средне отсортированный, включения литифицированных обломков и обломков створок раковин. Алевролит: светло серый, темно серый, от мягкого до умеренно твердого, сильно глинистый, местами переходящий в глину. Глина: темно-серая, коричневато-черная, плотная, алевритистая, обломки створок раковин.
825 – 900 м.	Переслаивание песчаников и алевролитов с редкими прослоями глин	Песчаник: серый, светло-серый, тонко-, мелкозернистый, местами среднезернистый, средне окатанный, средне отсортированный, включения литифицированных обломков, обломков створок раковин, глауконита. Алевролит: светло серый, темно серый, от мягкого до умеренно твердого, сильно глинистый, местами переходящий в глину. Глина: темно-серая, коричневато-черная, плотная, алевритистая, обломки створок раковин.
900–1040 м.	Песчаники и алевролиты с прослоями глин.	Песчаник: светлый, светло-серый, мелкозернистый, твердый, очень твердый, хорошо окатанный, хорошо отсортированный, сцементированный Алевролит: серый, темно серый, хрупкий, умеренно твердый. Глина: темно-серая, серая, твердая .

Продолжение табличного приложения 7.

Интервал	Общее описание литологии пород	Детальное описание литологического состава пород
1040 –1170 м.	Преимущественно песчаники с прослоями алевролитов.	Песчаник: серый, светло серый, мелкозернистый до среднезернистого, редко крупнозернистый, средне окатанный, средне сортированный. Алевролит: серый, темно- серый, местами светло-серый, хрупкий, местами умеренно твердый, глинистый.
1170 –1220 м.	Песчаники и алевролиты с прослоями глин.	Песчаник: светлый, светло-серый, коричневато серый, мелкозернистый, от рыхлого до твердого, хорошо окатанный, хорошо отсортированный, слабо сцементированный. Алевролит: серый, темно- серый, местами светло-серый, хрупкий, местами умеренно твердый, глинистый. Глина: голубовато-серая, темно-серая, коричневато-серая, плотная и очень плотная, местами алевритистая.
1220 –1280 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями глин	Алевролит: серый, коричневато-серый, твердый, сильно глинистый. Глина: темно-серая, плотная и очень плотная, местами алевритистая.
1280 –1360 м.	Переслаивание алевролитов и глин	Алевролит: серый, коричневато-серый, умеренно твердый, сильно глинистый. Глина: темно-серая, плотная, местами алевритистая.
1360 –1650 м.	Преимущественно глины с прослоями алевролитов	Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, хрупкий, сильно глинистый. Глина: серая, темно-серая, от мягкой до плотной, местами алевритистая.
1650 –1880 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями глин	Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, хрупкий, сильно глинистый. Глина: серая, светло-серая, от мягкой до плотной, местами алевритистая.
1880 – 1910 м.	Интервал Алевролиты	Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, от хрупкого до умеренно твердого, сильно глинистый.
1910 – 1960 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями глин	Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, от хрупкого до умеренно твердого, сильно глинистый. Глина: серая, темно-серая, от мягкой до плотной, местами алевритистая.
1960 – 2050 м.	Переслаивание алевролитов и глин	Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, от хрупкого до умеренно твердого, сильно глинистый. Глина: серая, темно-серая, от мягкой до плотной, местами алевритистая.
2050 – 2135 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями глин и песчаников	Песчаник: светлый, светло-серый, коричневато серый, мелкозернистый, от рыхлого до твердого, хорошо окатанный, хорошо отсортированный, слабо сцементированный. Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, от хрупкого до умеренно твердого, сильно глинистый. Глина: серая, темно-серая, от мягкой до плотной, местами алевритистая.
2135 – 2150 м.	Песчаники	Песчаник: светлый, светло-серый, коричневато серый, мелкозернистый, от рыхлого до твердого, хорошо окатанный, хорошо отсортированный, слабо сцементированный.
2150 – 2280 м.	Переслаивание алевролитов и глин	Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, от хрупкого до умеренно твердого, сильно глинистый, включения зерен кварца: светло-серые, прозрачные, дымчатые.мелко-среднезернистые. Глина: серая, темно-серая, от мягкой до плотной, местами алевритистая.
2280 – 2320 м.	Алевролиты с прослоями песчаников и глин	Песчаник: серый, светло серый, мелкозернистый до среднезернистого, редко крупнозернистый, средне окатанный, средне сортированный. Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, от хрупкого до умеренно твердого, сильно глинистый. Глина: серая, темно-серая, от мягкой до плотной, местами алевритистая.
2320 – 2500 м.	Переслаивание алевролитов и глин	Алевролит: серый, коричневато-серый, умеренно твердый, сильно глинистый. Глина: серая, темно-серая, от мягкой до плотной, местами алевритистая.
2500 – 2570 м.	Глины с прослоями алевролитов	Глина: темно-серая, плотная, местами пластичная, местами алевритистая. Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, от хрупкого до умеренно твердого, сильно глинистый, включения зерен кварца: светло-серые, прозрачные, дымчатые, мелко-среднезернистые.
2570 – 2756 м.	Переслаивание алевролитов и глин с редкими прослоями песчаников	Алевролит: от светло-серого, до темно-серого, от твердого до очень твердого, сильно глинистый, включения зерен кварца: светло-серые, прозрачные, дымчатые мелко-среднезернистые Глина: темно-серая, плотная, местами алевритистая. Песчаник: серый, светло серый, тонкозернистый до мелкозернистого, средне сортированный.
Скважина ПБ-407		
745-870 м.	Глины с пропластками песчаника	Следы: металла Цементный камень Песчаник: серый до светло-серого, мелкозернистый до средней, средне окатанный, просвечивающийся. Алевролит: серый до светло-серого, хрупкий, хорошо отсортированный, окатанный.
870-960 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями глин и песчаников	Алевролит: хрупкий, серый до светло-серого, хорошо отсортированный, окатанный. Песчаник: серый до светло-серого до темно се просвечивающийся Глина: черная , крепкая
960-1170 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями песчаников	Алевролит: серый до светло-серого, серый до светло-серого, средне отсортированный, средне окатанный. Песчаник: серый до светло-серого до темно серого, очень мелкозернистый до средней, окатанный, хорошо отсортированный. Следы: пирит.
1170-1275 м.	Переслаивание песчаников и	Песчаник: серый до светло-серого до темно серого, очень мелкозернистый до средней, окатанный, средне отсортированный.

Продолжение табличного приложения 7.

Интервал	Общее описание литологии пород	Детальное описание литологического состава пород
	алевролитов с редкими прослоями глин	Алевролит: серый до светло-серого, средне отсортированный, средне окатанный Глина: темно серая, алевритистая, крепкая. Следы: пирит.
1275-1450 м.	Преимущественно песчаники с прослоями алевролитов.	Песчаник: просвечивающийся, светлый, мелкозернистый до очень мелкозернистый, средне окатанный Алевролит: серый до светло-серого, средне твердый, средне отсортированный, средне окатанный. Глина: светло серая до серой, пластичная до мягкая.
1450-1590 м.	Преимущественно песчаники с прослоями алевролитов. До 10% угля	Песчаник: прозрачный, серый, мелкозернистый до очень мелкозернистого, местами крупнозернистый, средне окатанный Алевролит: светлый до светло-серого, мягкий, средне отсортированный, окатанный, глинистый Уголь: черный, средне окатанный, средне твердый. Глина: светло серая, пластичная до мягкой.
1590-1740 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями песчаников и глин.	Алевролит: светлый до светло-серого, мягкий, средне отсортированный, средне окатанный. Песчаник: белый, серый, коричневый, мелкозернистый до очень мелкозернистого, местами крупнозернистый, средне окатанный, средне отсортированный. Глина: светло серая, пластичная до мягкой.
1740-2150 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями глин.	Алевролит: светлый до светло-серого, мягкий, хорошо отсортированный, окатанный. Глина: темносерая, средней крепости, алевритистая. Следы цемента
2150-2210 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями глин и песчаника.	Алевролит: светлый до светло-серого, мягкий, хорошо отсортированный, окатанный. Глина: темносерая, средней крепости, алевритистая. Песчаник: белый, серый, очень мелкозернистый до средней, средне окатанный, средне отсортированный.
2210-2270 м.	Преимущественно алевролиты с прослоями глин.	Алевролит: светлый до светло-серого, мягкий, хорошо отсортированный, окатанный. Глина: темносерая, средней крепости, алевритистая.
2630-2810 м.	Преимущественно песчаники с прослоями алевролитов и глин	Песчаник: светло-серый, очень мелкозернистый до среднезернистого, средне окатанный, средне отсортированный. Алевролит: светлый до светло-серого, мягкий, хорошо отсортированный, окатанный. Глина: темносерая, средней крепости, алевритистая.
2810-2930 м.	Переслаивание глин и алевролитов	Глина: темносерая, средней крепости, алевритистая. Алевролит: светло-серый, мягкий, средне отсортированный, окатанный.

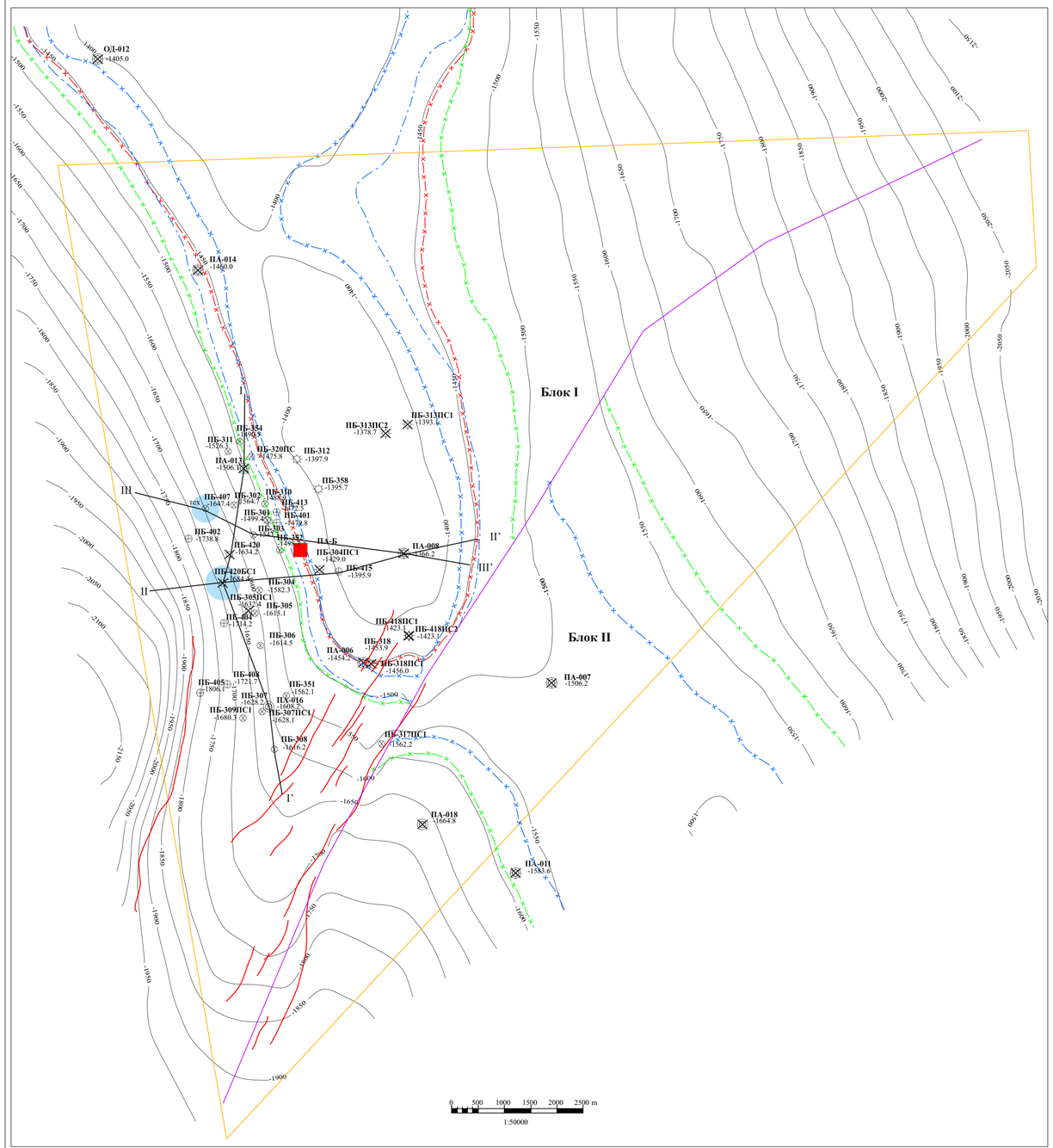
Табличное приложение 7. Результаты интерпретации данных ГИС в скважинах ПБ-420 и ПБ-407

Скважина	Пласт	Глубина по стволу скважины от стола ротора, м				Абсолютная глубина, м				Коэфф. Песчанистости	Средние значения для песчаных прослоев		
		Кровля	Подошва	Общая толщина	Толщ. песчаных прослоев	Кровля	Подошва	Общая толщина	Толщ. песчаных прослоев		Пористость, д.ед.	Водонасыщенность, д.ед.	Прониц. при 100% насыщении водой, мД
ПБ-407	V-VI	2349,0	2428,0	79,0	7,0	1099,7	1151,4	51,7	4,6	0,09	0,269	1	161
ПБ-407	VII-VIII	2445,0	2577,0	132,0	27,6	1163,4	1269,6	106,2	23,4	0,21	0,250	1	53
ПБ -407	IX	2645,0	2661,0	16,0	10,8	1331,5	1346,5	15,1	10,2	0,68	0,252	1	59
ПБ -407	X	2676,0	2701,0	25,0	17,2	1360,8	1384,8	24,0	16,5	0,69	0,242	1	20
ПБ -407	XI	2755,0	2835,0	80,0	16,5	1437,8	1517,6	79,8	16,5	0,21	0,245	1	23
ПБ -407	XII	2905,0	2947,0	42,0	2,6	1587,6	1629,6	42,0	2,6	0,06	0,211	1	1
ПБ -407	XIII-XIV	2973,0	3004,0	31,0	10,4	1655,6	1686,6	31,0	10,4	0,33	0,209	1	1
ПБ -407	XVI-XVII	3041,0	3048,0	7,0	4,1	1723,6	1730,6	7,0	4,1	0,59	0,215	1	2
ПБ -407	XVIII	3097,0	3142,0	45,0	1,7	1779,6	1824,6	45,0	1,7	0,04	0,215	1	2
ПБ -420 БС1	V-VI	1490,4	1607,1	116,7	11,9	1045,7	1101,9	56,2	5,7	0,10	0,277	1	189
ПБ -420 БС1	VII-VIII	1636,4	1902,1	265,7	46,5	1116,0	1244,1	128,1	22,4	0,18	0,250	1	52
ПБ -420 БС1	IX	2035,4	2087,4	52,0	20,6	1308,3	1333,3	25,1	10,0	0,40	0,253	1	35
ПБ -420 БС1	X	2126,5	2174,2	47,8	19,5	1352,4	1377,4	25,1	10,0	0,41	0,226	1	11
ПБ -420 БС1	XI	2284,8	2394,8	110,0	23,3	1445,5	1526,5	81,0	16,8	0,21	0,245	1	29
ПБ -420 БС1	XII	2493,3	2543,3	50,0	3,4	1609,0	1653,8	44,8	3,0	0,07	0,202	1	1
ПБ -420 БС1	XIII-XIV	2575,9	2610,0	34,1	6,2	1683,8	1715,7	32,0	5,8	0,18	0,213	1	1
ПБ -420 БС1	XVI-XVII	2651,1	2655,4	4,3	2,3	1754,9	1759,0	4,1	2,2	0,54	0,212	1	1
ПБ -420 БС1	XVIII	2705,7	2749,8	44,1	5,8	1808,0	1851,4	43,4	5,7	0,13	0,218	1	5
ПБ -420 БС2	V-VI	1495,4	1614,7	119,3	12,8	1046,8	1102,4	55,5	5,9	0,11	0,287	1	268
ПБ -420 БС2	VII-VIII	1642,2	1934,4	292,2	44,2	1115,2	1244,5	129,3	19,7	0,15	0,268	1	142
ПБ -420 БС2	IX	2056,4	2091,2	34,8	13,6	1306,6	1328,0	21,5	8,5	0,39	0,268	1	110
ПБ -420 БС2	X	2117,2	2149,0	31,8	14,2	1345,2	1367,4	22,2	9,9	0,45	0,248	1	39
ПБ -420 БС2	XI	2230,0	2318,2	88,2	28,8	1429,6	1504,8	75,2	24,2	0,33	0,245	1	30

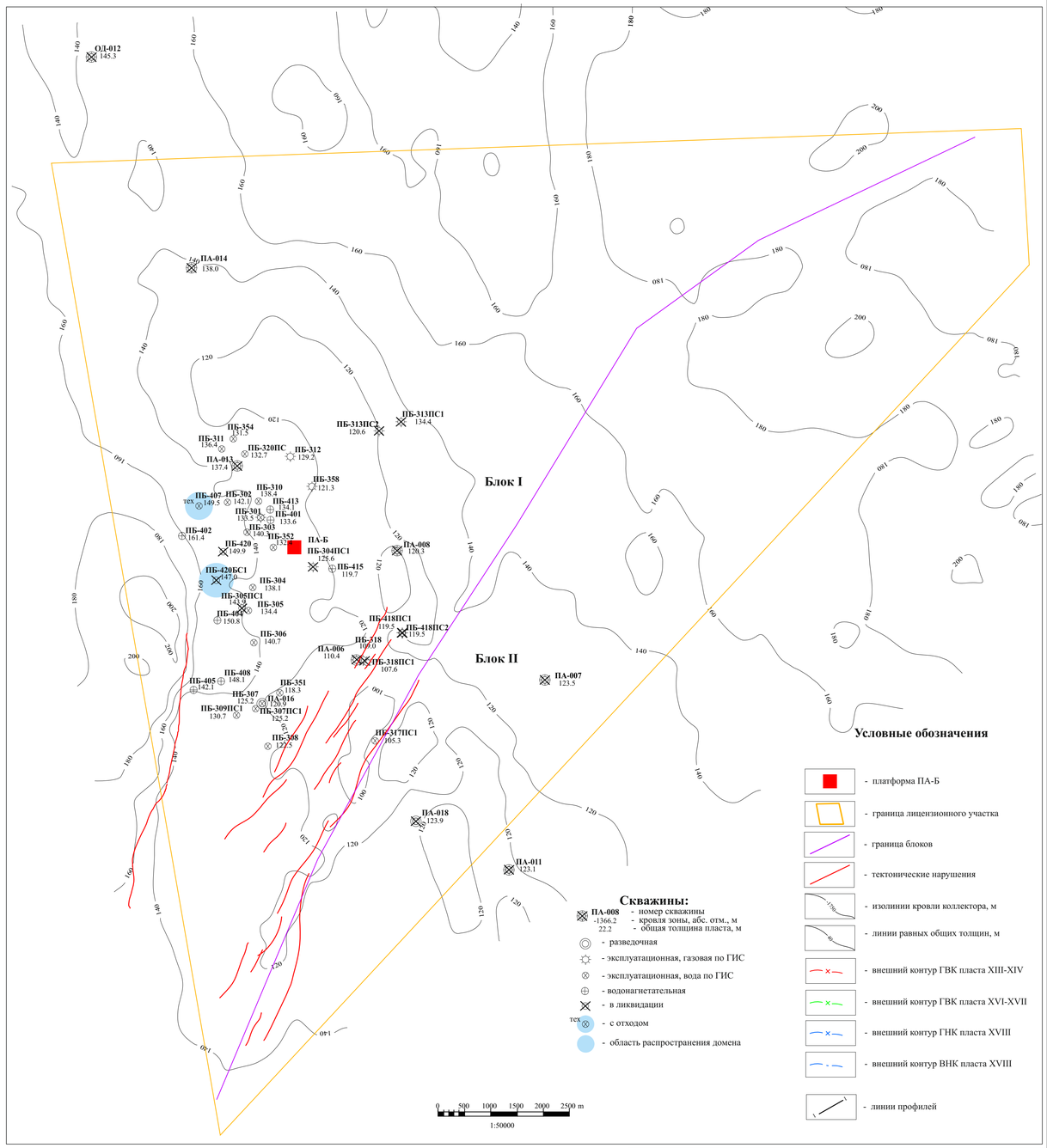
Табличное приложение 8. Спецификация поршневого насоса

№	Параметр	Значение
1	Назначение	Насос для закачки
2	Размер и тип	W500/4”
3	Изготовитель	OMEGA
4	Модель	W500
5	Привод	Электродвигатель переменного тока
Рабочие условия		
№	**Параметр**	**Еденица изм.**	**Значение**
6	Жидкость		суспензия
7	Максимальная производительность	$м^3$/час	40
8	Максимальное давление нагнетания	МПа	34,5
9	Максимальное давление всасывания	МПа	0,5
10	Минимальное давление всасывания	МПа	0,2
11	Максимальная вязкость перекачиваемой жидкости	мПа*сек	25
12	Максимальная плотность перекачиваемой жидкости	кг/$м^3$	1300
Эксплуатационные параметры		
13	Номинальная скорость вращения вала электродвигателя	об/мин	203
14	Максимальная скорость вращения вала электродвигателя	об/мин	450
15	Скорость поршня	м/мин	62
16	Объемный КПД	%	95
17	Гидравлическая мощность	кВт	320
18	Эффективная мощность	кВт	377
19	Скорость вала шестерни	об/мин	950

Подсчетный план участка полигона размещения буровых отходов по кровле пласта XIII-XIV
Кровля 1-ой зоны закачки



Карта общих толщин 1-ой зоны закачки



Скважины:

- ПА-008 - номер скважины
- -1366.2 - кровля зоны, абс. отм., м
- 22.2 - общая толщина пласта, м
- разведочная
- эксплуатационная, газовая по ГИС
- эксплуатационная, вода по ГИС
- водонагнетательная
- в ликвидации
- с отходом
- область распространения домена

Условные обозначения

- платформа ПА-Б
- граница лицензионного участка
- граница блоков
- тектонические нарушения
- -1750 - изолинии кровли коллектора, м
- 80 - линии равных общих толщин, м
- внешний контур ГВК пласта XIII-XIV
- внешний контур ГВК пласта XVI-XVII
- внешний контур ГНК пласта XVIII
- внешний контур ВНК пласта XVIII
- линии профилей

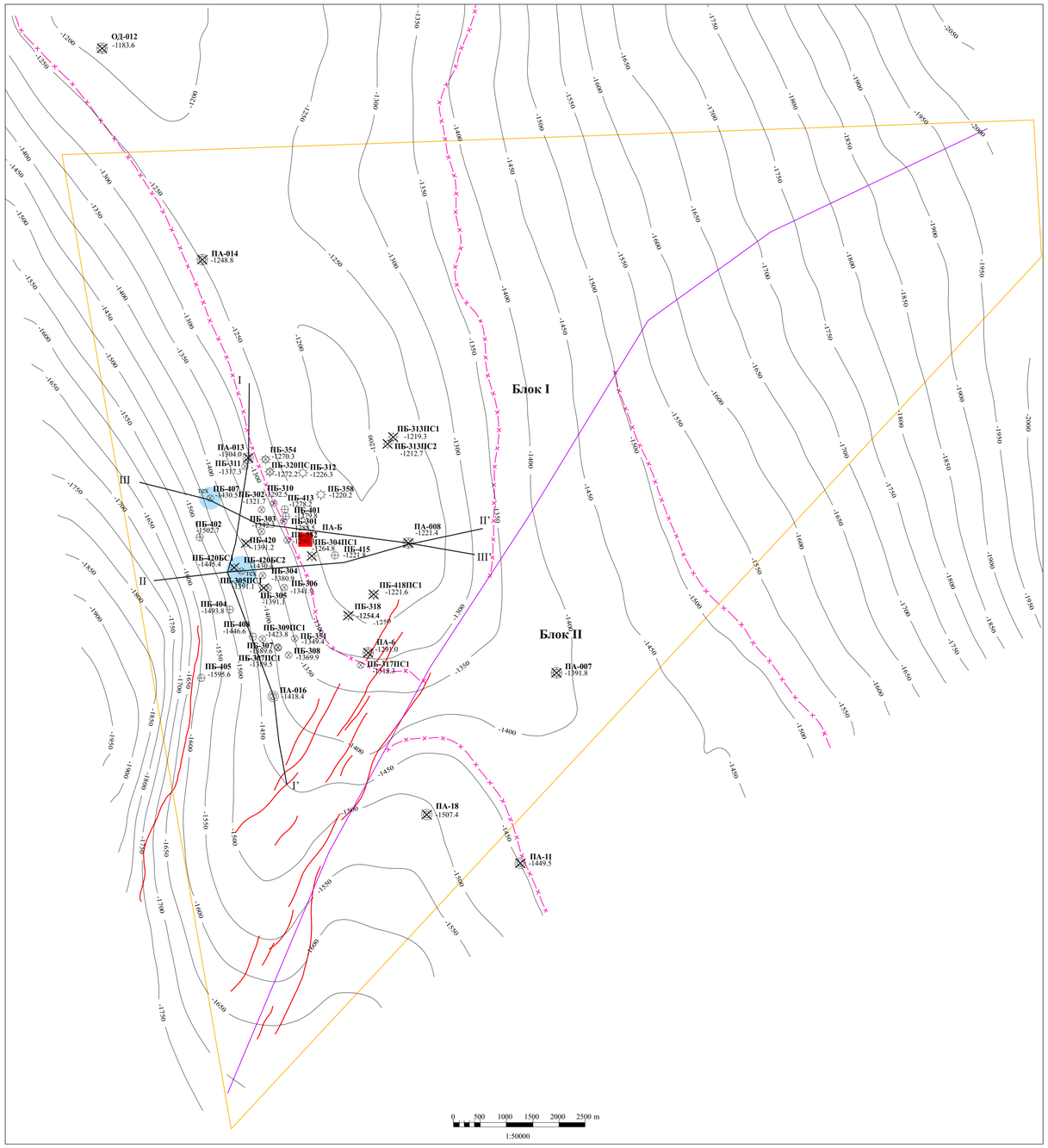
Площадь	Пласт	Скважины	Фактический объем размещения отходов бурения	Прогнозный объем размещения отходов бурения	Максимальное прогнозное устьевое давление	Расчетные дебиты нагнетания	Максимальный прогнозный радиус размещения отходов бурения	Расстояние до ближайших эксплуатационных скважин/ тектонических нарушений
			тыс.м3	тыс.м3	МПа	м3/мин	м	м
Пильтунский участок, Пильтун-Астохское месторождение	Сверху - глины XII Снизу - песчаники XVIII	ПБ-420	154.8	154.8	29.3	0.64	300	527/1300
		ПБ-407	103.3	173			220	580/2400

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»
АО "ВНИИнефть"

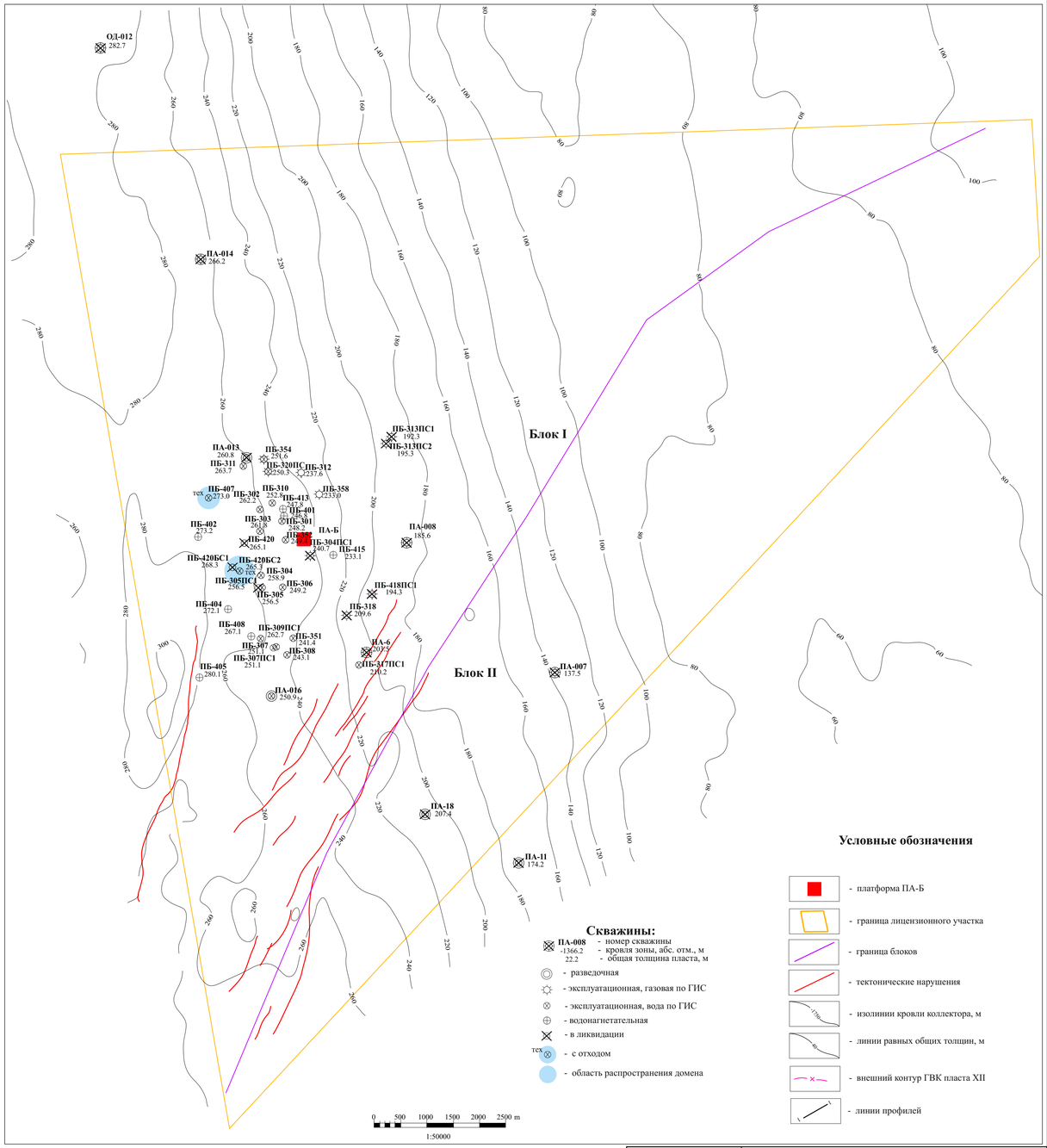
Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.
Приложение № 1	Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 1-ой зоны закачки	
Масштаб: 1: 50000 (0 500 1000 1500 2000)		
Составил		Зайкова Л.М.
Проверил		Антонов А.А.

Подсчетный план участка полигона размещения буровых отходов по кровле пласта XI
Кровля 2-ой зоны закачки



Карта общих толщин 2-ой зоны закачки



Скважины:

ПА-008 - номер скважины
-1366.2 - кровля зоны, абс. отм., м
22.2 - общая толщина пласта, м

- разведочная
- эксплуатационная, газовая по ГИС
- эксплуатационная, вода по ГИС
- водонагнетательная
- в ликвидации
- с отходом
- область распространения домена

Условные обозначения

- платформа ПА-Б
- граница лицензионного участка
- граница блоков
- тектонические нарушения
- изолинии кровли коллектора, м
- линии равных общих толщин, м
- внешний контур ГВК пласта XII
- линии профилей

Площадь	Пласт	Скважины	Фактический объем размещения отходов бурения	Прогнозный объем размещения отходов бурения	Максимальное прогнозное устьевое давление	Расчетные дебиты нагнетания	Максимальный прогнозный радиус размещения отходов бурения	Расстояние до ближайших эксплуатационных скважин/ тектонических нарушений
			тыс.м3	тыс.м3	МПа	м3/мин	м	м
Пильтунский участок, Пильтун-Астохское месторождение	Сверху - глины X Снизу - песчаники XIII-XIV	ПБ-420-БС2	155.2	244	29.3	0.64	270	308/1980
		ПБ-407	0	180			190	630/2450

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»
АО "ВНИИнефть"

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Ответственный исполнитель Антонов А.А. 2021 г.

Приложение № 2

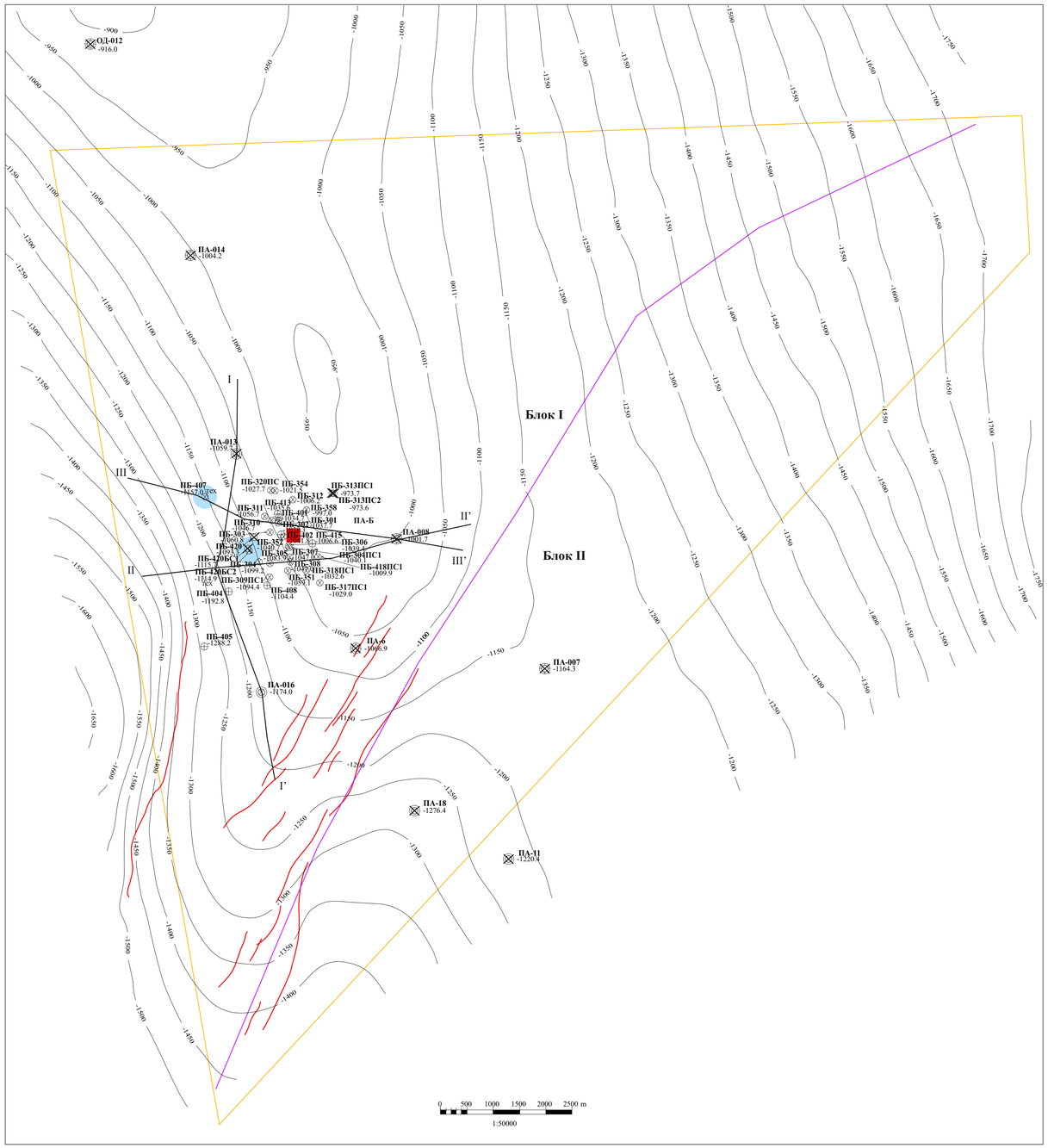
Масштаб: 1: 50000
0 500 1000 1500 2000

Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 2-ой зоны закачки

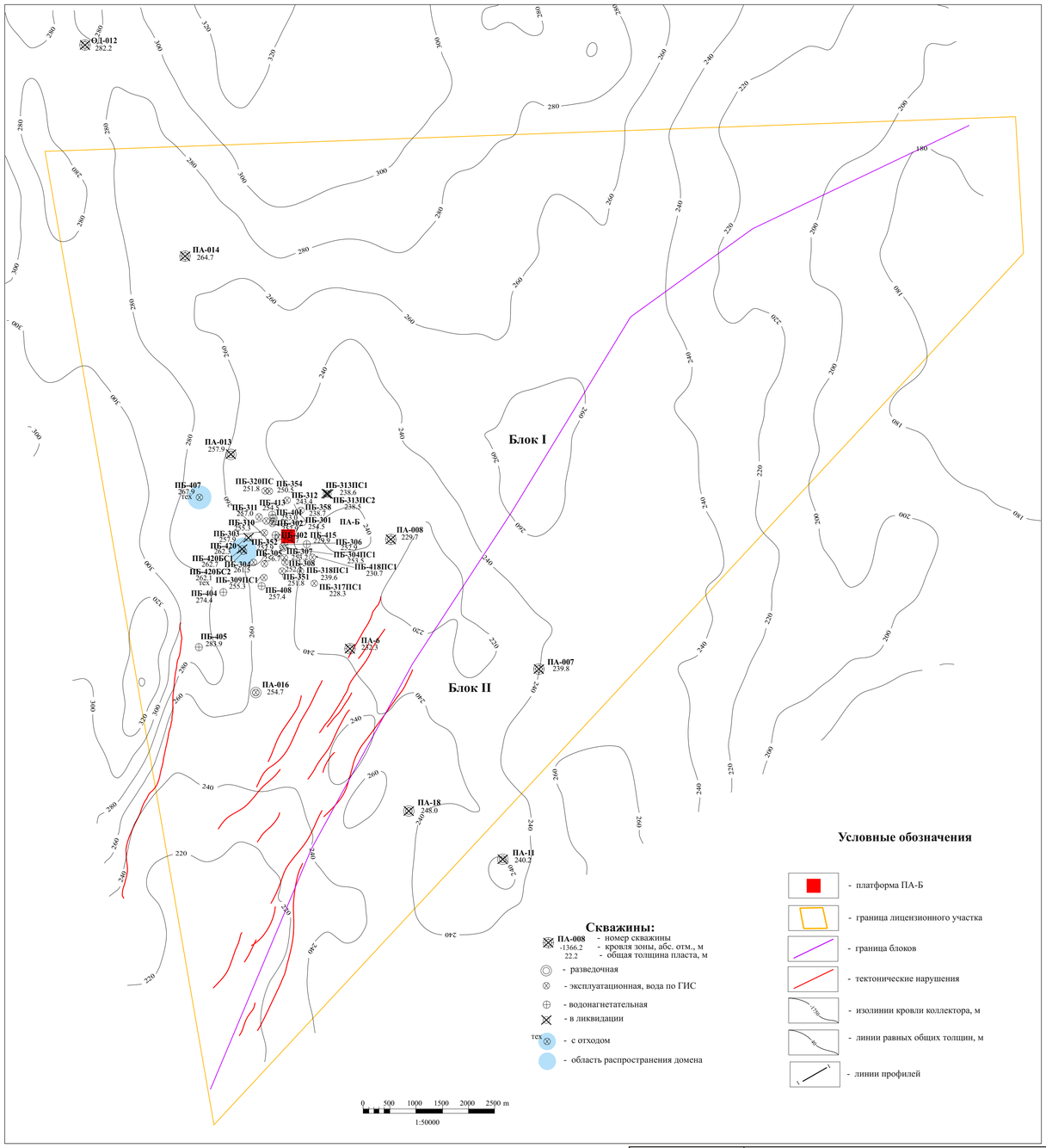
Составил Зайкова Л.М.

Проверил Антонов А.А.

Подсчетный план участка полигона размещения буровых отходов по кровле пласта VII-VIII
Кровля 3-ой зоны закачки



Карта общих толщин 3-ой зоны закачки



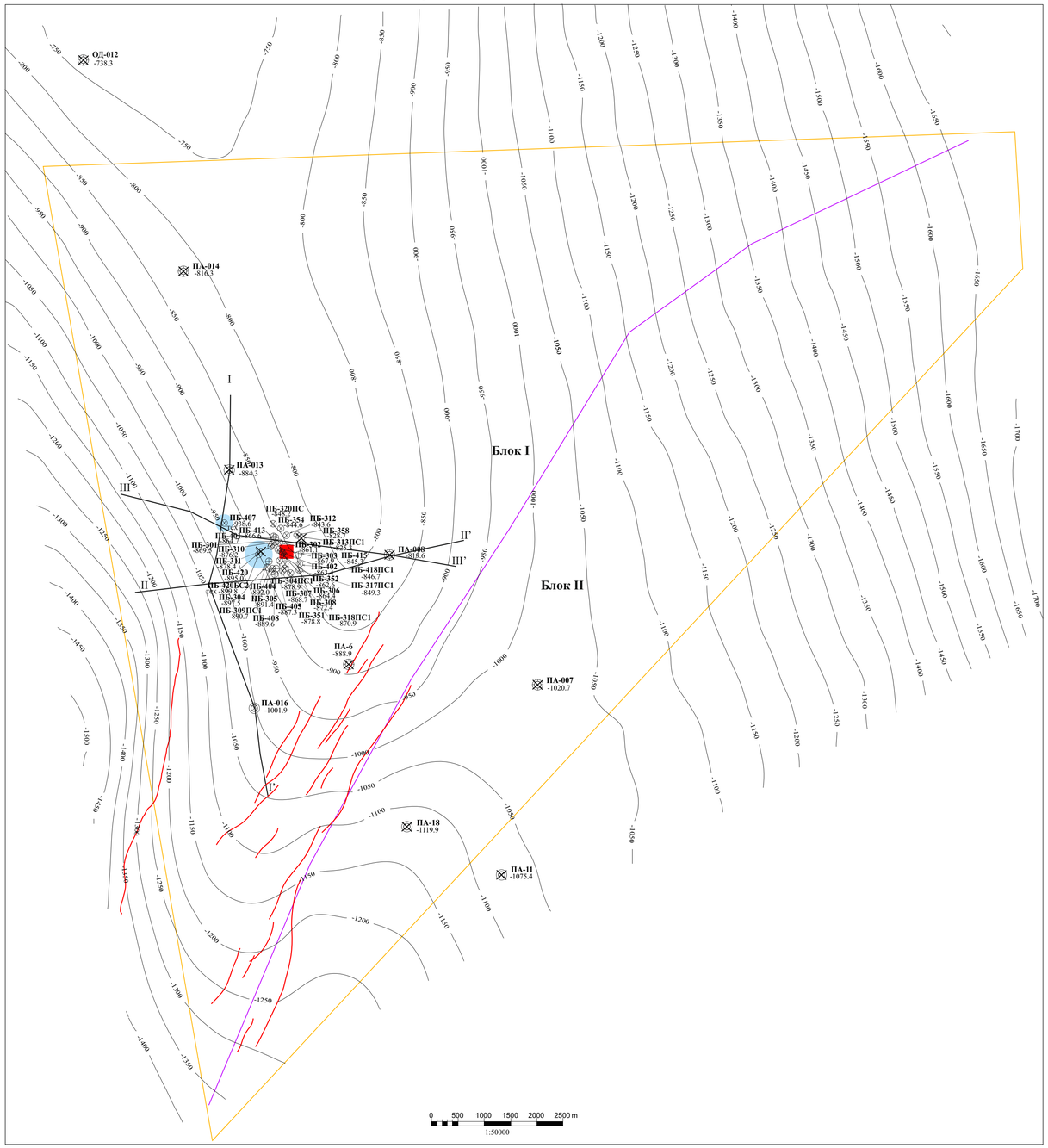
Площадь	Пласт	Скважины	Фактический объем размещения отходов бурения	Прогнозный объем размещения отходов бурения	Максимальное прогнозное устьевое давление	Расчетные дебиты нагнетания	Максимальный прогнозный радиус размещения отходов бурения	Расстояние до ближайших эксплуатационных скважин/ тектонических нарушений
			тыс.м3	тыс.м3	МПа	м3/мин	м	м
Пильтунский участок, Пильтун-Астохское месторождение	Сверху – глины V-VI Снизу - песчаники XI	ПБ-420-БС2	0	159	29.3	0.64	240	290/2330
		ПБ-407	0	197			210	725/2450

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»
АО "ВНИИнефть"

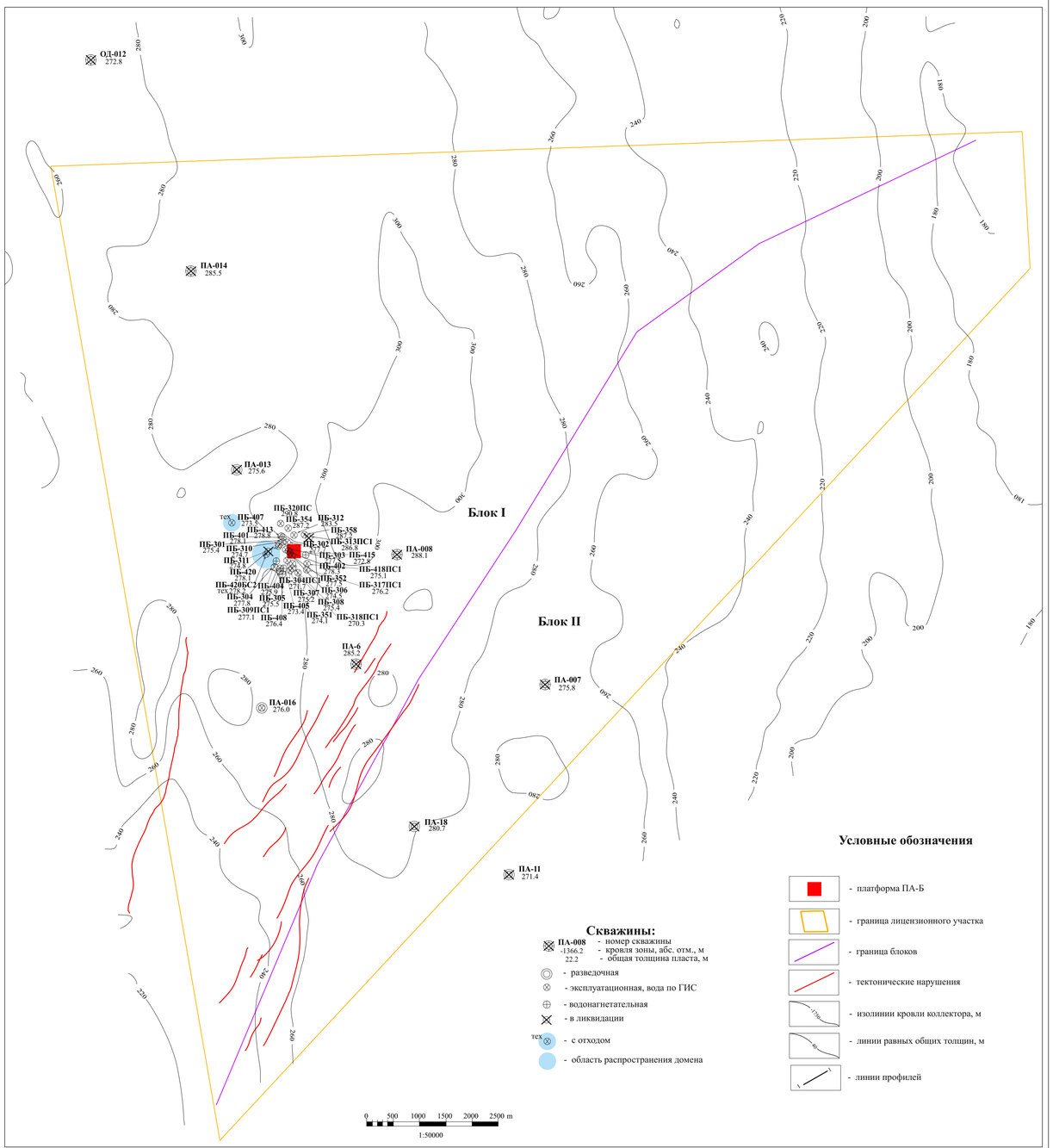
Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.
Приложение № 3		
Масштаб: 1: 50000 (0 500 1000 1500 2000)	Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 3-ой зоны закачки	
Составил		Зайкова Л.М.
Проверил		Антонов А.А.

Подсчетный план участка полигона размещения буровых отходов по кровле пласта I-IV
Кровля 4-ой зоны закачки



Карта общих толщин 4-ой зоны закачки



Скважины:

ПА-008 - номер скважины
-1366.2 - кровля зоны, абс. отм., м
22.2 - общая толщина пласта, м

- разведочная
- эксплуатационная, вода по ГИС
- водонагнетательная
- в ликвидации
- с отходом
- область распространения домена

Условные обозначения

- платформа ПА-Б
- граница лицензионного участка
- граница блоков
- тектонические нарушения
- изолинии кровли коллектора, м
- линии равных общих толщин, м
- линии профилей

Площадь	Пласт	Скважины	Фактический объем размещения отходов бурения	Прогнозный объем размещения отходов бурения	Максимальное прогнозное устьевое давление	Расчетные дебиты нагнетания	Максимальный прогнозный радиус размещения отходов бурения	Расстояние до ближайших эксплуатационных скважин/ тектонических нарушений
			тыс.м3	тыс.м3	МПа	м3/мин	м	м
Пильтунский участок, Пильтун-Астохское месторождение	Сверху - песчаники О Снизу - глины VII-VIII	ПБ-420-БС2	71.7	220	29.3	0.64	220	290/2330
	Сверху - песчаники О Снизу - глины V-VI	ПБ-407	0	207			140	725/2450

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»
АО "ВНИИнефть"

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Ответственный исполнитель Антонов А.А. 2021 г.

Приложение № 4

Масштаб: 1: 50000
0 500 1000 1500 2000

Подсчетный план и карта общих толщин участка полигона размещения буровых отходов 4-ой зоны закачки

Составил Зайкова Л.М.

Проверил Антонов А.А.

ОД-012
-1533.0

ПА-014
-1567.6

Блок I

Блок II

ПБ-354
-1604.0

ПБ-320ПС
-1592.0

ПБ-311
-1635.3

ПБ-301
-1677.7

ПБ-302
-1684.1

ПБ-407
-1772.0
тех

ПБ-402
-1859.2

ПБ-303
-1654.3

ПБ-420
-1770.5

ПБ-420БС1
-1810.5

ПБ-404
-1834.3

ПБ-405
-1911.5

ПБ-408
-1867.0

ПБ-309ПС1
-1774.5

ПБ-305ПС1
-1773.2

ПБ-313ПС1
-1504.9

ПБ-313ПС2
-1466.0

ПБ-312
-1489.9

ПА-013
-1615.3

ПБ-358
-1482.0

ПБ-310
-1600.4

ПБ-413
-1580.6

ПБ-401
-1589.8

ПА-Б

ПБ-352
-1606.2

ПБ-304ПС1
-1513.8

ПА-008
-1458.1

ПБ-415
-1482.8

ПБ-304
-1685.4

ПБ-305
-1721.4

ПБ-306
-1721.1

ПА-016
-1705.4

ПБ-307ПС1
-1724.3

ПБ-307
-1724.4

ПБ-351
-1682.5

ПБ-308
-1701.8

ПБ-418ПС1
-1543.7

ПБ-418ПС2
-1543.7

ПА-006
-1538.7

ПБ-318ПС1
-1532.6

ПБ-318
-1560.9

ПА-007
-1603.8

ПБ-317ПС1
-1727.0

ПА-018
-1762.7

ПА-011
-1680.6

I

I’

II

II’

III

III’

Условные обозначения

- платформа ПА-Б
- граница лицензионного участка
- граница блоков
- тектонические нарушения
- изолинии подошвы коллектора, м
- внешний контур ГНК пласта XVIII
- внешний контур ВНК пласта XVIII
- линии профилей

Скважины:

- ПА-008 -1366.2 - номер скважины, подошва зоны, абс. отм., м
- разведочная
- эксплуатационная, газовая по ГИС
- эксплуатационная, вода по ГИС
- водонагнетательная
- в ликвидации
- тех - с отходом
- область распространения домена

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»

АО “ВНИИнефть”

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.

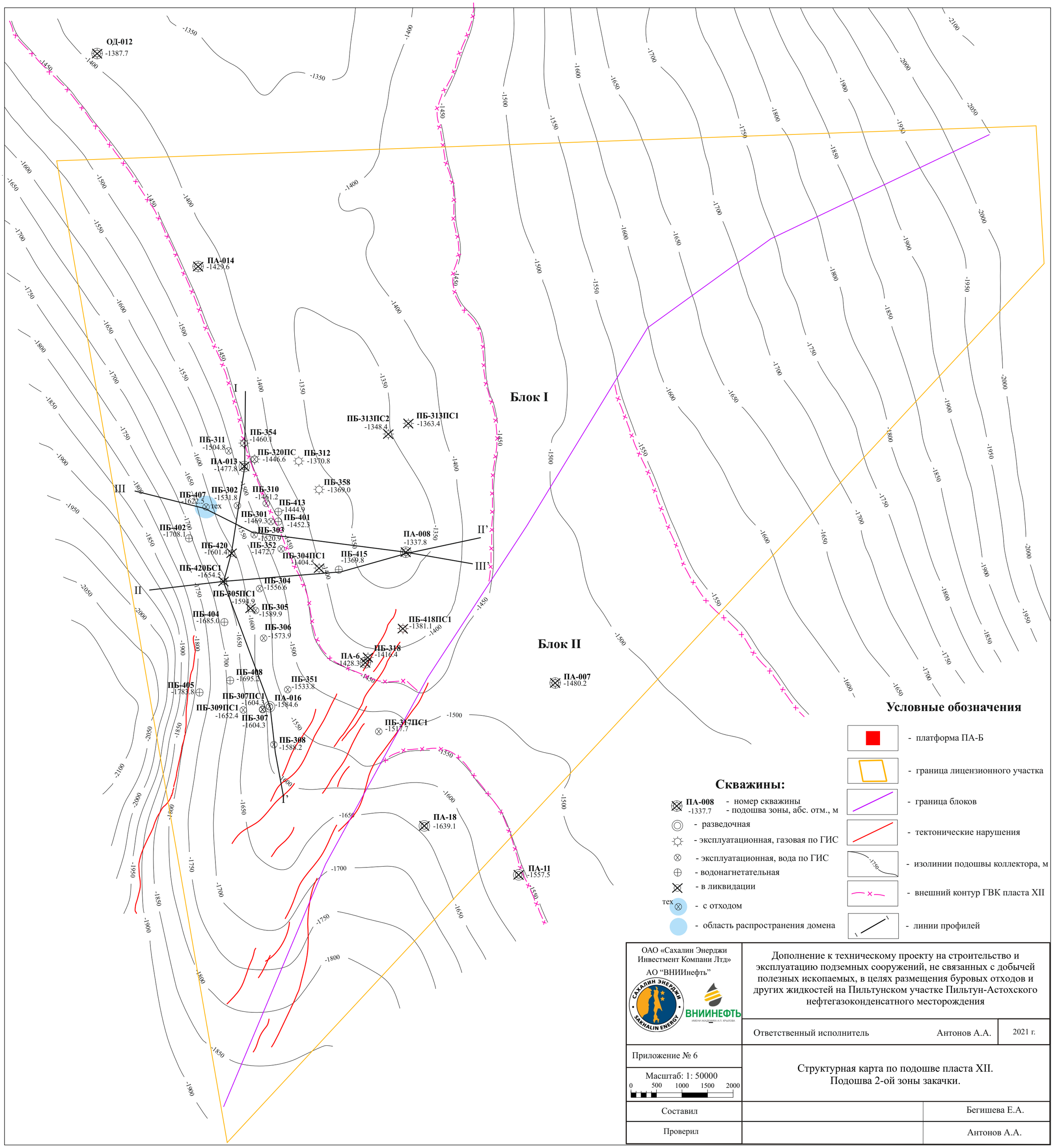
Приложение № 5

Масштаб: 1: 50000

0 500 1000 1500 2000

Структурная карта по кровле XVIII пласта. Подошва 1-ой зоны закачки

Составил		Бегишева Е.А.
Проверил		Антонов А.А.



ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» АО “ВНИИнефть”	Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения	
	Ответственный исполнитель Антонов А.А.	2021 г.
Приложение № 6	Структурная карта по подошве пласта XII. Подошва 2-ой зоны закачки.	
Масштаб: 1: 50000 0 500 1000 1500 2000		
Составил		Бегишева Е.А.
Проверил		Антонов А.А.

ОД-012
-1122.4

ПА-014
-1193.8

ПА-013
-1245.3

ПБ-354
-1214.6

ПБ-320ПС
-1218.7

ПБ-311
-1255.9

ПБ-312
-1181.1

ПБ-358
-1174.6

ПБ-407
-1372.1
тех

ПБ-310
-1235.3

ПБ-413
-1223.4

ПБ-302
-1252.3

ПБ-401
-1226.2

ПБ-303
-1277.8

ПБ-301
-1232.7

ПА-Б

ПА-008
-1180.6

ПБ-402
-1440.4

ПБ-420
-1324.0

ПБ-352
-1240.0

ПБ-304ПС1
-1217.2

ПБ-415
-1174.9

ПБ-420БС1
-1377.2

ПБ-304
-1320.6

ПБ-306
-1265.0

ПБ-420БС2
-1368.0
тех

ПБ-305
-1319.1

ПБ-418ПС1
-1185.3

ПБ-404
-1432.0

ПБ-309ПС1
-1336.5

ПБ-318ПС1
-1211.0

ПБ-408
-1364.2

ПБ-307
-1302.4

ПБ-351
-1281.0

-1302.3

ПБ-308
-1294.6

ПБ-317ПС1
-1237.9

ПА-6
-1250.7

ПБ-405
-1542.6

ПА-016
-1357.3

ПБ-313ПС2
-1168.2

ПБ-313ПС1
-1167.8

ПА-007
-1368.7

ПА-18
-1457.9

ПА-11
-1409.4

I
I’
II
II’
III
III’

Блок I

Блок II

Условные обозначения

- платформа ПА-Б
- граница лицензионного участка
- граница блоков
- тектонические нарушения
- изолинии подошвы коллектора, м
- линии профилей

Скважины:

- ПА-008 -1366.2 - номер скважины, подошва зоны, абс. отм., м
- разведочная
- эксплуатационная, вода по ГИС
- водонагнетательная
- в ликвидации
- тех - с отходом
- область распространения домена

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»
АО “ВНИИнефть”

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.

Приложение № 7

Масштаб: 1: 50000
0 500 1000 1500 2000

Структурная карта по подошве X пласта.
Подошва 3-ой зоны закачки

Составил		Бегишева Е.А.
Проверил		Антонов А.А.

ОД-012
-1008.6

ПА-014
-1098.2

ПА-013
-1156.2

ПБ-354
-1124.8

ПБ-320ПС
-1129.5

ПБ-312
-1102.1

ПБ-313ПС1
-1078.4

ПБ-407
-1263.1 тех

ПБ-311
-1163.1

ПБ-358
-1096.7

ПБ-413
-1140.3

ПБ-310
-1151.1

ПБ-401
-1141.9

ПБ-402
-1162.5

ПБ-302
-1154.7

ПБ-301
-1143.7

ПБ-303
-1182.3

ПБ-352
-1149.4

ПБ-304ПС1
-1139.1

ПА-008
-1105.4

ПБ-420
-1208.6

ПА-Б

ПБ-415
-1105.8

ПБ-420БС1
-1243.2

ПБ-304
-1218.8

ПБ-306
-1152.7

ПБ-420БС2
-1244.7 тех

ПБ-305
-1213.0

ПБ-418ПС1
-1102.1

ПБ-307
-1179.6

ПБ-308
-1176.0

ПБ-318ПС1
-1129.2

ПБ-309ПС1
-1223.6

ПБ-404
-1314.2

ПБ-351
-1181.6

ПБ-408
-1242.6

ПБ-317ПС1
-1140.0

ПА-6
-1170.2

ПБ-405
-1421.1

ПА-007
-1286.0

ПА-016
-1273.6

ПА-18
-1392.4

ПА-11
-1336.0

I
I’
II
II’
III
III’

Блок I

Блок II

Условные обозначения

- платформа ПА-Б
- граница лицензионного участка
- граница блоков
- тектонические нарушения
- изолинии подошвы коллектора, м
- линии профилей

Скважины:

- ПА-008 -1366.2 — номер скважины, подошва зоны, абс. отм., м
- разведочная
- эксплуатационная, вода по ГИС
- водонагнетательная
- в ликвидации
- тех — с отходом
- область распространения домена

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»
АО “ВНИИнефть”

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

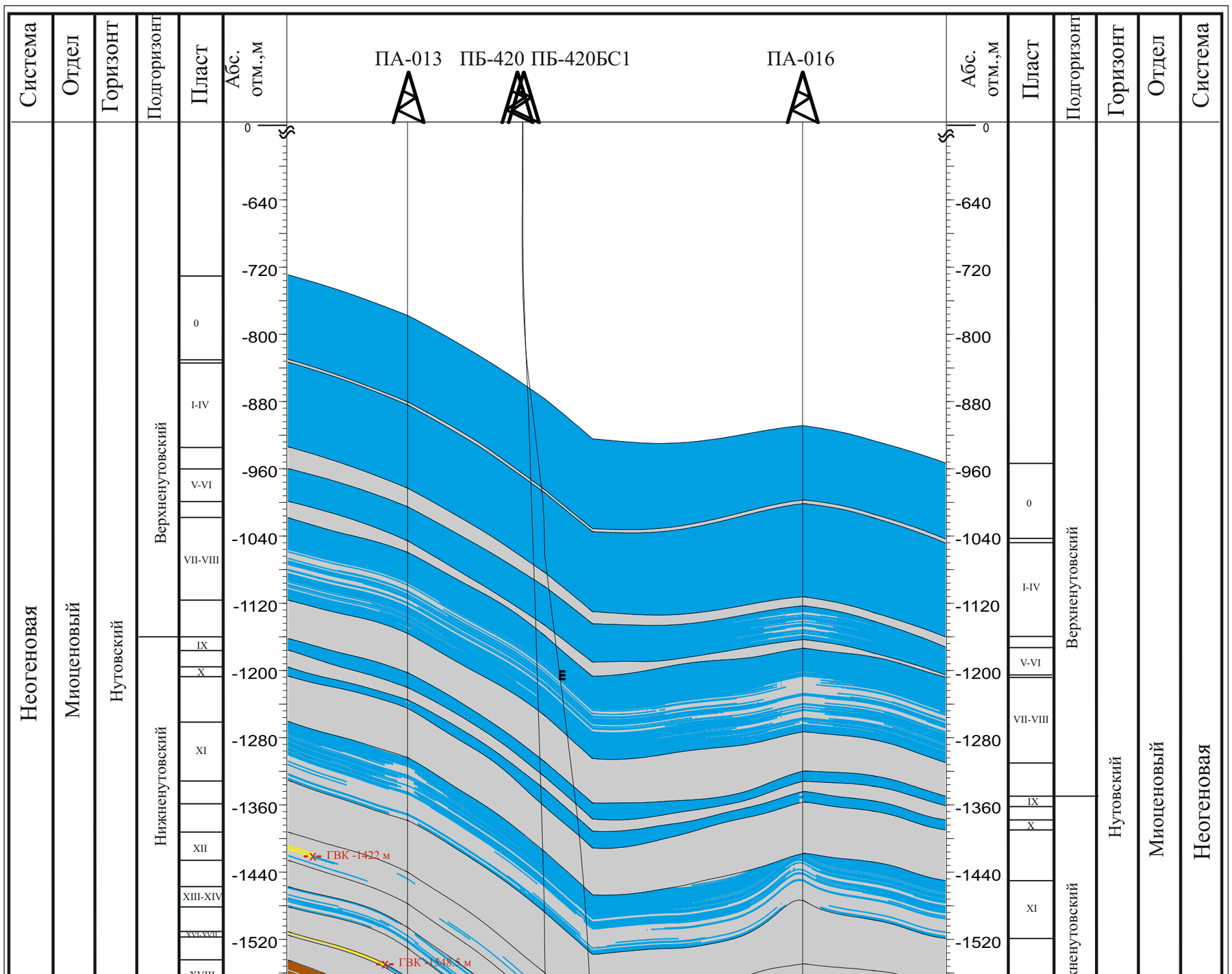
Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.

Приложение № 8

Масштаб: 1: 50000
0 500 1000 1500 2000

Структурная карта по подошве VII-VIII пласта.
Подошва 4-ой зоны закачки.

Составил		Бегишева Е.А.
Проверил		Антонов А.А.



Условные обозначения

- нефтенасыщенный коллектор
- газонасыщенный коллектор
- водонасыщенный коллектор
- неколлектор
- водонефтяной контакт
- газоводяной и газонефтяной контакты
- интервал перфорации

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»

АО “ВНИИнефть”

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.

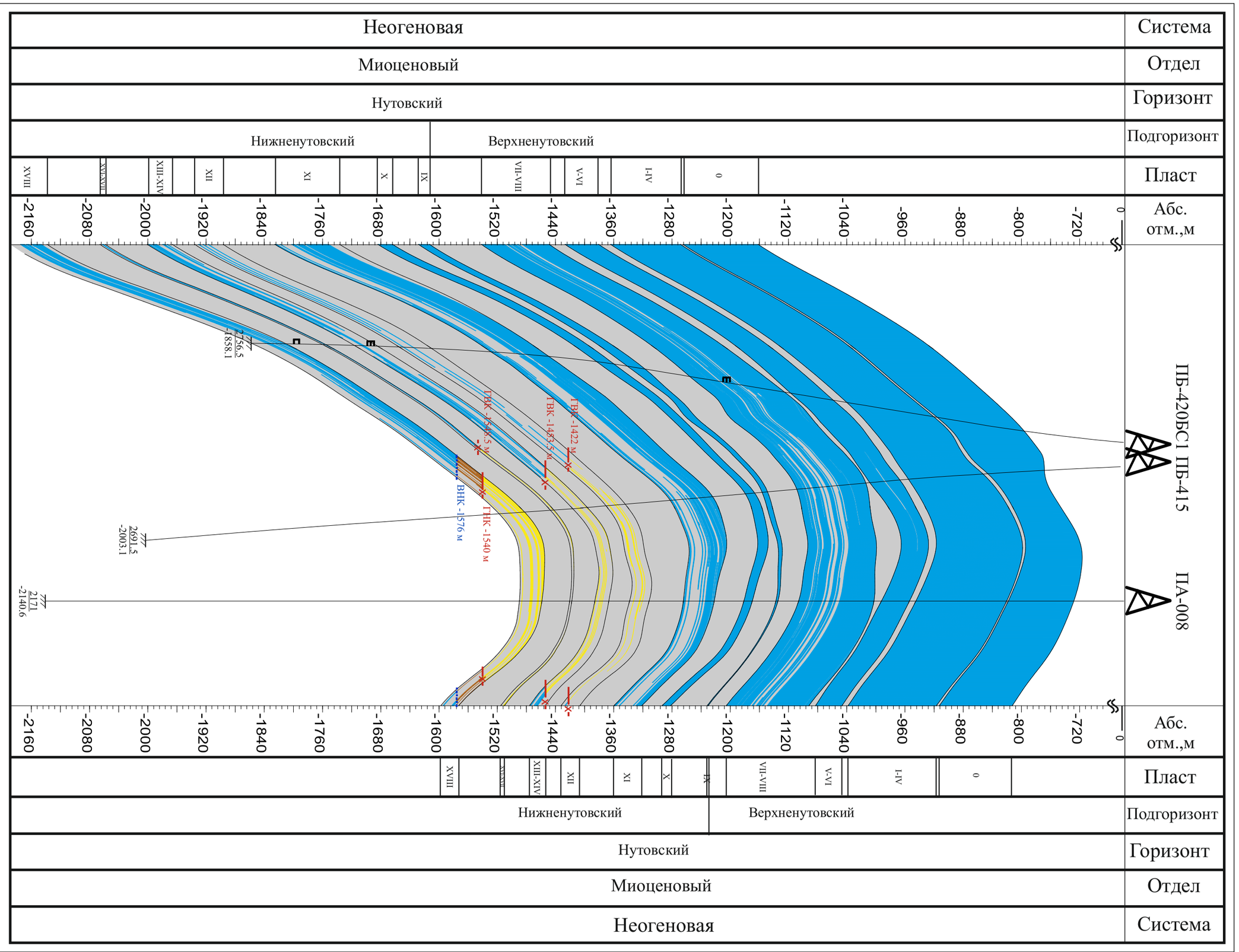
Приложение № 9

Масштаб гор: 1:50000

Масштаб верт: 1:5000

Геологический профиль по линии I-I’
(ПА-013, ПБ-420, ПБ-420БС1, ПА-016)

Составил		Зайкова Л.М.
Проверил		Антонов А.А.



Условные обозначения

- нефтенасыщенный коллектор
- газонасыщенный коллектор
- водонасыщенный коллектор
- неколлектор
- водонефтяной контакт
- газоводяной и газонефтяной контакты
- интервал перфорации

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

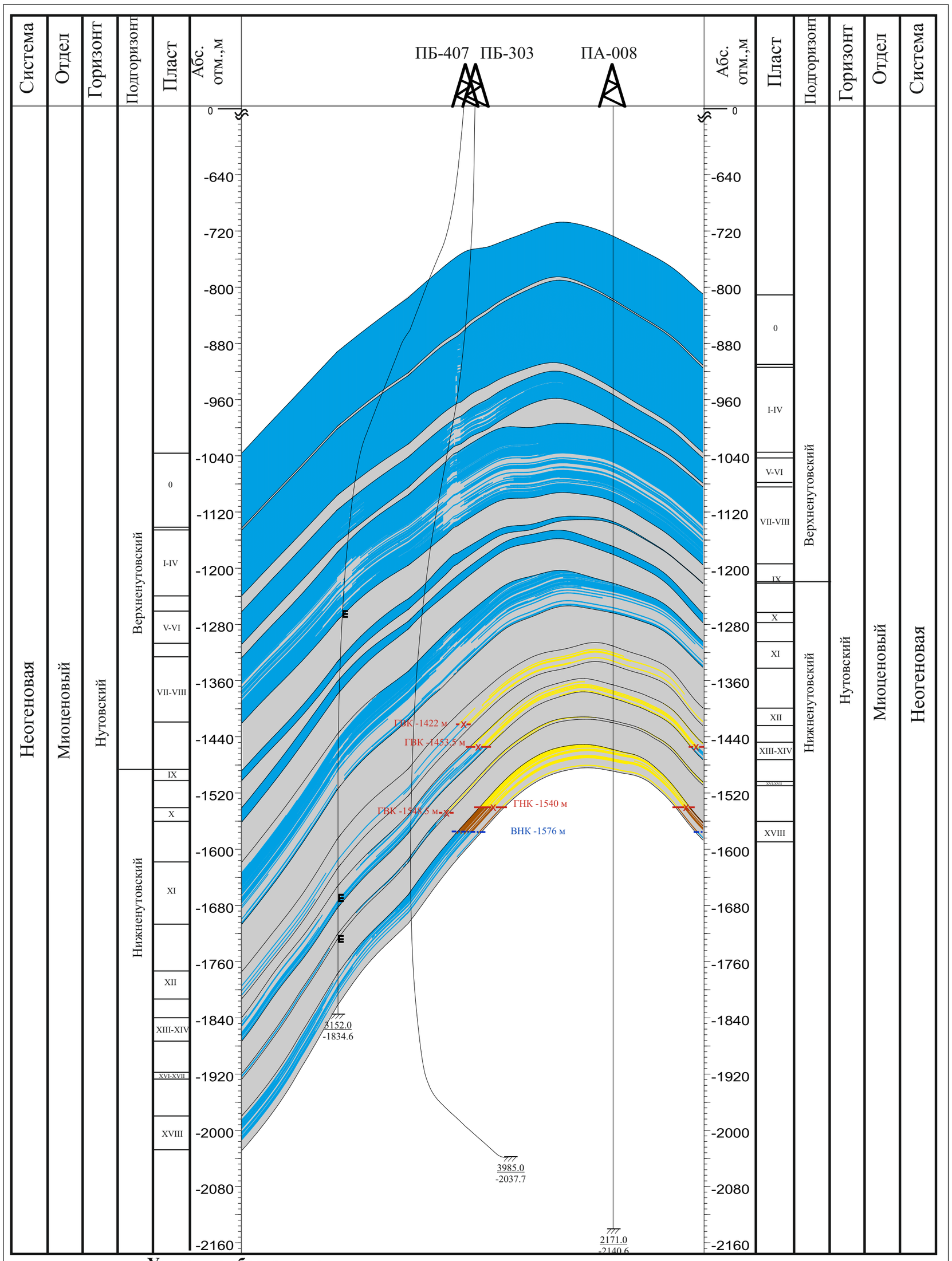
ПБ

Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.

Геологический профиль по линии II-II'
(ПБ-420БС1, ПБ-415, ПА-008)

Приложение № 10	
Масштаб гор: 1:50000	
Масштаб верт: 1:5000	
Составил	Зайкова Л.М.
Проверил	Антонов А.А.

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»
АО "ВНИИнефть"



Условные обозначения

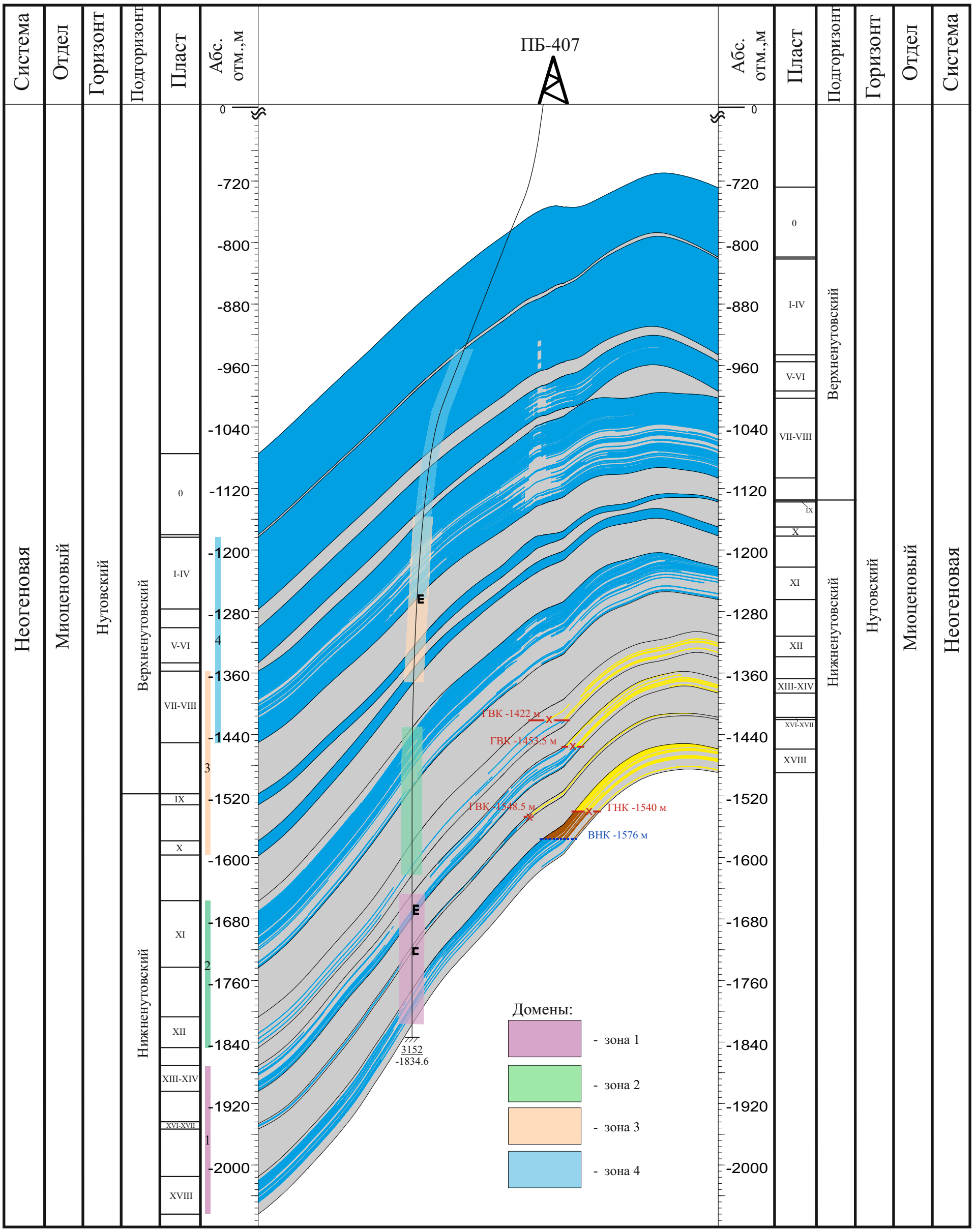
- нефтенасыщенный коллектор
- газонасыщенный коллектор
- водонасыщенный коллектор
- неколлектор
- водонефтяной контакт
- газоводяной и газонефтяной контакты
- интервал перфорации

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»

АО “ВНИИнефть”

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

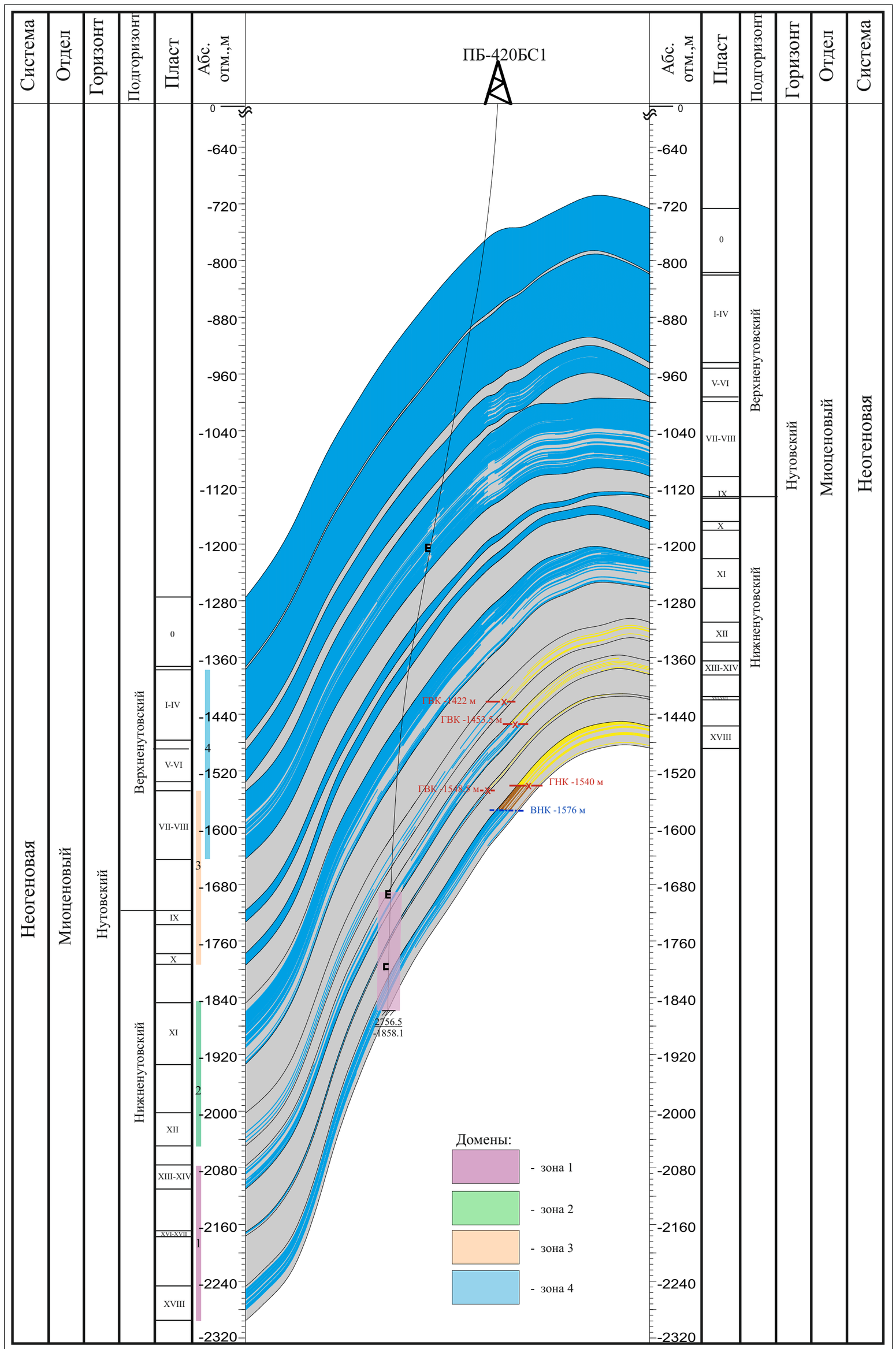
Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.
Приложение № 11		
Масштаб гор: 1:50000 Масштаб верт: 1:5000	Геологический профиль по линии III-III’ (ПБ-407, ПБ-303, ПА-008)	
Составил		Зайкова Л.М.
Проверил		Антонов А.А.



Условные обозначения

- нефтенасыщенный коллектор
- газонасыщенный коллектор
- водонасыщенный коллектор
- неколлектор
- водонефтяной контакт
- газоводяной и газонефтяной контакты
- интервал перфорации

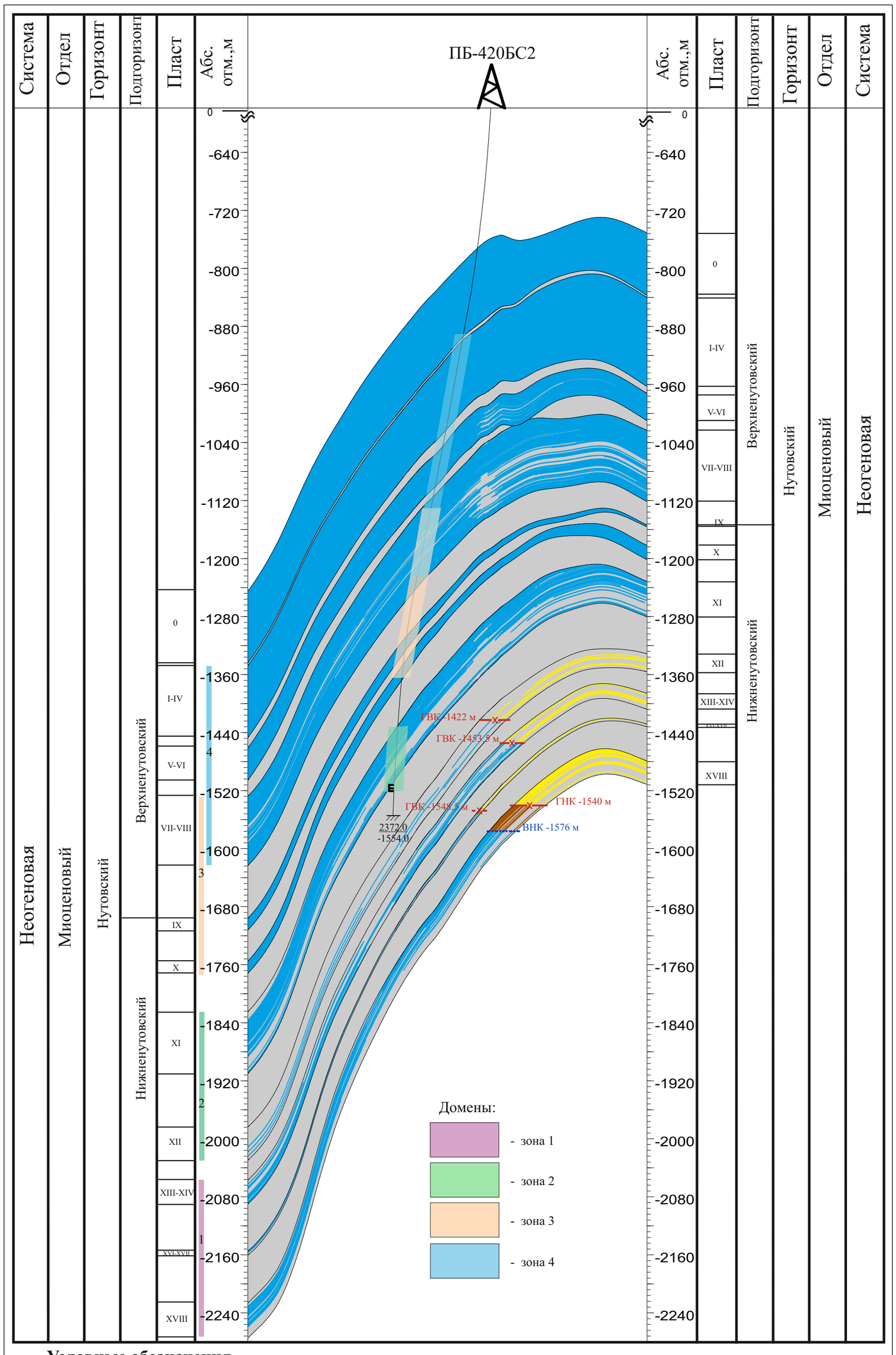
ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» АО “ВНИИнефть”	Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения	
	Ответственный исполнитель Антонов А.А.	2021 г.
Приложение № 12	Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ-407	
Масштаб гор: 1:50000 Масштаб верт: 1:5000		
Составил		Бегишева Е.А.
Проверил		Антонов А.А.



Условные обозначения

- нефтенасыщенный коллектор
- газонасыщенный коллектор
- водонасыщенный коллектор
- неколлектор
- водонефтяной контакт
- газоводяной и газонефтяной контакты
- интервал перфорации

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» АО “ВНИИнефть”	Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения		
	Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.
Приложение № 13	Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ-420БС1		
Масштаб гор: 1:50000 Масштаб верт: 1:5000			
Составил		Зайкова Л.М.	
Проверил		Антонов А.А.	



Условные обозначения

- нефтенасыщенный коллектор
- газонасыщенный коллектор
- водонасыщенный коллектор
- неколлектор
- водонефтяной контакт
- газоводяной и газонефтяной контакты
- интервал перфорации

ОАО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»

АО “ВНИИнефть”

Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

Ответственный исполнитель	Антонов А.А.	2021 г.

Приложение № 14

Масштаб гор: 1:50000

Масштаб верт: 1:5000

Геологический профиль вдоль траектории скважины ПБ-420БС2

Составил		Зайкова Л.М.
Проверил		Антонов А.А.

18/06/07

SEIC Correspondence Distribution Stamp NO. 2007-INC-M-12-00090	
Content Owner:	
Response Req'd	SEIC Response Due Date:
Delegation of "Authority to respond":	
Requires CED Review before response issued:	
Action Parties Response Due by:	

Distribution:	ACT	INFO
VTR1		✓
CFP(Y-S)	✓	
Transl	3	3

ЛИЦЕНЗИЯ
на право пользования недрами

ШОМ	14118	3Э
серия	номер	вид лицензии

Выдана Компании "Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд."
(субъект предпринимательской деятельности, получивший
данную лицензию)

в лице главного исполнительного директора
(Ф. И. О. лица, представляющего субъект предпринимательской деятельности)
Иэна Крейга

с целевым назначением и видами работ строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке

Участок недр расположен в Охотском море у северо-восточного побережья
(наименование населенного пункта,
острова Сахалин
района, области, края, республики)

Описание границ участка недр, координаты угловых точек, копии топопланов, разрезов и др. приводятся в приложении № 2
(№ прилож.)

Право на пользование земельными участками получено от
(наименование органа, выдавшего разрешение, номер постановления, дата)

Копии документов и описание границ земельного участка приводятся в приложении
(номер приложения, количество страниц)

Участок недр имеет статус горного отвода
(геологического или горного отвода)

Срок окончания действия лицензии срок окончания действия лицензии
(число, месяц, год)

ШОМ 10409 НР

МПР РОССИИ
Федеральное агентство по недропользованию
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
"18" июня 2007 г.
№ 5044/ШОМ 14118 3Э
Подпись уполномоченного Регистратора
[signature] (Даниковский) (Ф.И.О.)

Неотъемлемыми составными частями настоящей лицензии являются следующие документы:

1. Лицензионное соглашение об условиях пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке в Охотском море - 7 л.
2. Схема лицензионного участка - 1 л.
3. Выписка из протокола № 92 заседания Комиссии для рассмотрения заявок на предоставление права пользования участками недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации от 26.04.2007 - 2 л.
4. Копия приказа Федерального агентства по недропользованию об оформлении лицензии на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке в Охотском море - 1 л.
5. Свидетельство об аккредитации и внесении в государственный реестр филиалов иностранных юридических лиц - 1 л.

Уполномоченный представитель Министерства природных ресурсов Российской Федерации

Садовник

Петр Васильевич

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата 29.05.07.

М.П.

Уполномоченный представитель органа государственной власти субъекта Российской Федерации

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата

М.П.

Руководитель предприятия, получающего лицензию

Иэн Крейг

Фамилия, имя, отчество

Подпись, дата 29.05.07г.

М.П.

Приложение №1
к лицензии ШОМ 14118 ЗЭ

ЛИЦЕНЗИОННОЕ СОГЛАШЕНИЕ

об условиях пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке в Охотском море

Федеральное агентство по недропользованию (далее - Распорядитель недр), в лице заместителя Руководителя Садовника Петра Васильевича, действующего на основании приказа Федерального агентства по недропользованию от 03.08.2005 № 838, с одной стороны, и Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (далее - Владелец лицензии), в лице Главного исполнительного директора Иэна Крейга, действующего на основании Устава Компании, с другой стороны, вместе именуемые Стороны, заключили настоящее Лицензионное соглашение, регулирующее отношения между Сторонами на весь срок действия лицензии, (далее - Соглашение), о нижеследующих условиях пользования недрами при строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке в Охотском море.

1. Общие условия

1.1. Настоящее Соглашение является неотъемлемой составной частью лицензии на право пользования недрами при строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке и определяет основные условия пользования недрами при поэтапном выполнении работ в процессе бурения скважин на углеводороды в акватории Охотского моря.

1.2. Право пользования Пильтунским участком недр при строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей предоставляется Владельцу лицензии в соответствии с пунктом 4 статьи 10.1 Закона Российской Федерации «О недрах», на основании решения Комиссии для рассмотрения заявок о предоставлении права пользования участками недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации от 26.04.2007, протокол № 92 (приложение № 3 к лицензии).

1.3. Лицензия на право пользования недрами Пильтунского участка оформлена на основании приказа Федерального агентства по недропользованию (приложение № 4 к лицензии).

1.4. Строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке будет осуществляться в слоистых песчано-глинистых толщах нутовского горизонта верхнего миоцен-плиоцена на глубине 950-1850 м в границах горного отвода Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Выбор пластов-коллекторов для закачки отходов обоснован в техническом проекте и технологической схеме с этапом опытных работ удаления отходов бурения на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения, разработанным и утвержденным институтом «ВНИПИпромтехнология» в 2005 г.

1.5. Пильтунский участок недр не может быть предметом купли-продажи, дарения, наследования, вклада, залога или отчуждаться в иной форме.

Право пользования недрами Пильтунского участка не может быть передано третьим лицам, в том числе в порядке переуступки прав, установленных гражданским законодательством, за исключением случаев, предусмотренных Законом Российской Федерации «О недрах» или иными федеральными законами.

2. Срок действия Соглашения

2.1. Настоящее Соглашение действует в течение срока действия лицензии и вступает в силу с даты государственной регистрации.

2.2. Право пользования недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено по основаниям и в соответствии со статьями 20, 21, 23 Закона Российской Федерации «О недрах», в том числе, если Владельцем лицензии нарушаются существенные условия пользования недрами.

2.3. Владелец лицензии может отказаться от всего лицензионного участка и прекратить действие настоящего Соглашения, предупредив об этом не менее чем за шесть месяцев Распорядителя недр. До вручения уведомления о прекращении действия лицензии Владелец лицензии обязан оплатить все задолженности по платежам и провести ликвидационные работы на территории лицензионного

участка в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

3. Описание участка недр

3.1. Пильтунский участок располагается в акватории Охотского моря у северо-восточного берега острова Сахалин (приложение № 2 к лицензии).

3.2. Пильтунский участок недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей находится в границах горного отвода Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, предоставленного Владельцу лицензии в соответствии с лицензией ШОМ 10409 НР.

Географические координаты угловых точек, ограничивающие площадь Пильтунского лицензионного участка недр, следующие:

№№ точек	Северная широта	Восточная долгота
1	**53°00'00"**	**143°26'00"**
2	**53°00'00"**	**143°34'00"**
3	**53°00'00"**	**143°42'30"**
4	**52°56'57"**	**143°42'34"**
5	**52°54'15"**	**143°45'00"**
6	**52°50'00"**	**143°45'00"**
7	**52°50'00"**	**143°28'18"**

3.3. Участок недр в границах, указанных в пункте 3.2, имеет статус горного отвода площадью 224 км^2 с ограничением по глубине - 2300 м.

4. Условия пользования участком недр

4.1. Владелец лицензии осуществляет пользование участком недр с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых в соответствии с утвержденным в 2005 г. проектом «Технический проект и технологическая схема с этапом опытных работ удаления отходов бурения на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения» в два этапа:

I этап - строительство подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, и проведение доизучения и опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей глубокие горизонты на Пильтунском участке;

II этап - промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке (эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых).

4.2. Владелец лицензии осуществляет бурение нагнетательной скважины с морской буровой платформы ПА-Б, проводит геофизические и гидродинамические исследования в соответствии с планом доразведки, а также опытно-промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей в соответствии с утвержденным в установленном порядке техническим проектом.

4.3. Владелец лицензии не позднее пяти лет с даты государственной регистрации лицензии представляет геологический отчет о доразведке и результатах опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на государственную экспертизу геологической информации.

4.4. Владелец лицензии в течение одного года после государственной экспертизы геологического отчета о результатах опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей вносит при необходимости в технический проект дополнения, уточняющие интервалы и параметры размещения буровых отходов и других жидкостей, обеспечивает получение заключений необходимых государственных экспертиз.

4.5. Владелец лицензии не позднее одного года после корректировки технического проекта обеспечивает ввод в эксплуатацию сооружения, не связанного с добычей полезных ископаемых, для промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты.

4.6. Владелец лицензии в течение одного года с даты государственной регистрации лицензии разрабатывает и согласовывает в Управлении по недропользованию по Сахалинской области программу по организации и ведению геологического мониторинга.

4.7. Владелец лицензии осуществляет консервацию поглощающих скважин в соответствии с Инструкцией о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами, утвержденной постановлением Госгортехнадзора России от 02.06.1999 № 33. По окончании эксплуатации объектов размещения отходов Владелец лицензии ликвидирует поглощающие скважины по проекту, специально согласованному в Управлении по технологическому и экологическому надзору по Сахалинской области.

5. Охрана недр и окружающей среды

Владелец лицензии обязан:

5.1. Применять современную, рациональную и экологически чистую технологию работ, обеспечивающую безопасное их проведение.

5.2. Выполнять установленные стандарты по охране подземных вод и других объектов окружающей среды и своевременно ликвидировать прямые и потенциальные источники загрязнения подземных вод, не связанные с эксплуатируемыми объектами пользования недрами.

5.3. Незамедлительно оповещать исполнительную власть Сахалинской области, Управление по технологическому и экологическому надзору по Сахалинской области, Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Сахалинской области обо всех случаях аварийных выбросов утилизируемых буровых отходов и попутных вод, вызывающих загрязнение Охотского моря и представляющих угрозу биоресурсам моря и здоровью работающих и проживающих на территории Сахалина людей.

6. Платежи и налоги

Владелец лицензии уплачивает в установленном порядке налоги, платежи и сборы в соответствии с законодательством Российской Федерации и соглашением о разделе продукции.

7. Права Владельца лицензии

Владелец лицензии имеет право:

7.1.Осуществлять все виды деятельности, необходимые для успешного проведения работ на участке недр, или поручать эти функции контрагентам, выбранным по его усмотрению с учетом условий и ограничений, предусмотренных данным Соглашением и действующим законодательством Российской Федерации.

7.2. Принимать участие в совещаниях, заседаниях комиссий, организуемых Распорядителем недр с целью рассмотрения изменений и дополнений к лицензии, результатов геологического изучения, экспертизы геологической информации.

8. Право собственности на геологическую информацию

8.1. Геологическая информация, полученная за счет государственных средств, является государственной собственностью. Владелец лицензии имеет право на получение или доступ к указанной информации по своему участку недр, хранящейся в территориальном фонде геологической информации или фондах предприятий-изготовителей информации, на возмездной основе по согласованию с Управлением по недропользованию по Сахалинской области, в порядке и на условиях, установленных Распорядителем недр.

8.2 Геологическая информация, полученная Владельцем лицензии за счет собственных средств, является его собственностью. Информация должна предоставляться в установленном порядке в федеральный и территориальный фонды геологической информации с указанием условий ее использования, в том числе в коммерческих целях.

8.3. Распорядитель недр имеет право бесплатно использовать информацию, являющуюся собственностью Владельца лицензии по данному участку недр,

исключительно в государственных интересах, при составлении федеральных и территориальных программ геологического изучения и использования недр, воспроизводства минерально-сырьевой базы.

8.4. В случае прекращения права пользования недрами, в том числе досрочного, Владелец лицензии передает в территориальные геологические фонды в установленном порядке первичную геологическую и маркшейдерскую документацию по участку недр для хранения.

9. Отчетность

9.1. Владелец лицензии обязан представлять в Управление по недропользованию по Сахалинской области следующую отчетность, связанную с пользованием недрами:

- ежегодно до 15 января года, следующего за отчетным, информационные отчеты о результатах геологического мониторинга и о выполнении Соглашения;
- ежеквартально сведения по платежам и налогам за пользование недрами.
- ежегодно до 1 февраля года, следующего за отчетным, информацию о фонде поглощающих скважин вместе с отчетом о результатах геологического изучения участка недр.

10. Контроль за выполнением условий пользования недрами

10.1. Распорядитель недр имеет право на конфиденциальной основе ознакомиться со всей технической, геологической, финансовой информацией и отчетностью Владельца лицензии, связанной с пользованием участком недр.

10.2. Контроль за выполнением условий пользования недрами, проведение проверок и принятие мер по устранению выявленных нарушений осуществляется в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Надзор и контроль за безопасным ведением работ осуществляется в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

10.3. Владелец лицензии обеспечивает представителям контрольных органов транспорт и доступ к объектам работ и представляет на конфиденциальной основе всю необходимую информацию, относящуюся к условиям пользования участком недр.

11. Другие условия

11.1. Владелец лицензии обязан информировать Распорядителя недр обо всех изменениях своего местонахождения и контактных телефонах, учредительных документов в течение 15 дней со дня возникновения таких изменений.

11.2. В случае вступления всех или отдельных положений настоящего Соглашения в противоречие с вновь принятыми законами Российской Федерации,

Стороны обязаны внести соответствующие изменения в настоящее Соглашение, устраняющие такие противоречия.

11.3. Любые изменения и дополнения положений настоящего Соглашения могут осуществляться только посредством оформления отдельного Дополнения к лицензии, подписанного обеими Сторонами.

11.4. Во всём остальном, что не предусмотрено лицензией на право пользования участком недр и приложениями к ней, Стороны руководствуются действующим законодательством.

12. Адреса Сторон

Распорядитель недр: Федеральное агентство по недропользованию;
123995, г. Москва Д-242, ГСП-5, ул. Б. Грузинская, д. 4/6;
тел. (495) 254-86-00, факс (495) 254-82-77, 254-43-10.

Владелец лицензии: Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд»;
693000, Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск,
ул. Дзержинского, 35;
тел. (4242) 73-20-00, факс (4242) 73-20-12.

Заместитель Руководителя Федерального агентства по недропользованию

_____ **П.В. Садовник**

«__» _____ 2007 . **2006 г.**

МП

Главный исполнительный директор Компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

_____ **Иэн Крейг**

«29» 05 .2007 **2006 г.**

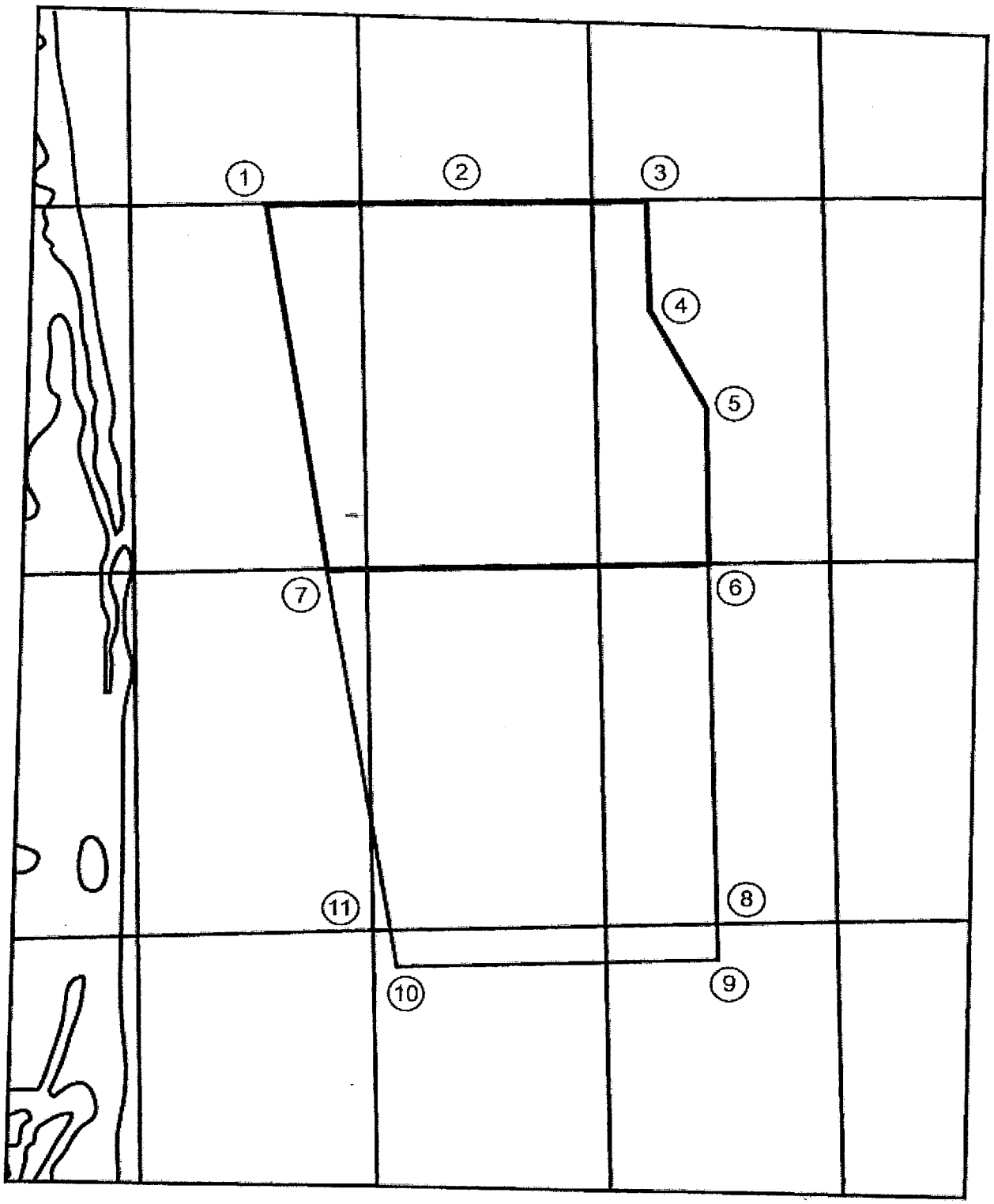
МП

Приложение № 2,

Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд. к лицензии ШОМ 14118 3

Схема лицензионного участка месторождения Пильтун-Астохское.

Площадь участка – 224 кв.км



Координаты лицензионного участка для закачки отходов бурения

№ точки	Координаты	
	Широта	Долгота
1	53° 00' 00"	143° 26' 00"
2	53° 00' 00"	143° 34' 00"
3	53° 00' 00"	143° 42' 30"
4	52° 56' 57"	143° 42' 34"
5	52° 54' 15"	143° 45' 00"
6	52° 50' 00"	143° 45' 00"
7	52° 50' 00"	143° 28' 18"

Существующие координаты лицензионного участка для добычи углеводородов (лицензия № ШОМ 10409 НР)

№ точки	Координаты	
	Широта	Долгота
1	53° 00' 00"	143° 26' 00"
2	53° 00' 00"	143° 34' 00"
3	53° 00' 00"	143° 42' 30"
4	52° 56' 57"	143° 42' 34"
5	52° 54' 15"	143° 45' 00"
6	52° 50' 00"	143° 45' 00"
7	52° 50' 00"	143° 28' 18"
8	52° 40' 41"	143° 45' 00"
9	52° 39' 00"	143° 45' 00"
10	52° 39' 00"	143° 31' 00"
11	52° 40' 58"	143° 30' 32"

Приложение № 3
к лицензии ШОМ 14118 ЗЭ

Федеральное агентство по недропользованию

ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА № 92
заседания Комиссии для рассмотрения заявок на предоставление права пользования участками недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации

26 апреля 2007 г. г. Москва

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Заместитель председателя	Садовник П.В.
Члены комиссии:	Васильев Я.И. Давыденко Б.И. Никитин С.Е. Согияйнен В.А. Шатров Е.И.
Ответственный секретарь	Фомина М.Л.
От Управления лицензирования:	Мельников В.С. Попов А.А. Гоннов В.В. Клонцак Л.Х. Бадикова Е.Н. Жумаева А.М. Сальников В.А. Рябкова Н.А. Шумилов П.Т.
От Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений	Кубай Л.И.
От Управления геологии твердых полезных ископаемых	Козырка О.И.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

В. Подземные воды и сооружения

1. Рассмотрение материалов по предоставлению права пользования недрами на **шельфе Охотского моря.**

Слушали: Шумилова П.Т.

На рассмотрение Комиссии представлены заявочные материалы Компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компании, Лтд.» на получение

права пользования участком недр с целью проведения опытно-промышленного и последующего промышленного размещения отходов бурения и других жидкостей, образующихся при эксплуатации Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения с платформы ПА-Б. Участок недр для размещения отходов находится в границах горного отвода Пильтун-Астохского месторождения, предоставленного Компании в соответствии с лицензией ШОМ 10409 НР на срок до 2021 г. по Соглашению о разделе продукции (проект «Сахалин-II»). Выбор пластов-коллекторов для закачки отходов обоснован в проекте института «ВНИПИпромтехнология»: «Технический проект и технологическая схема с этапом опытных работ удаления отходов бурения на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения», 2005 г. Согласно проекту отходы после измельчения закачиваются через нагнетательную скважину № 420 в трещины гидроразрыва, созданные в песчаниках и алевролитах нутовского горизонта верхнего миоцен-плиоцена в интервале глубин 950-1850 м. На проект получено экспертное заключение ФГУП «Геолэкспртиза» от 11.09.2006 № 381 и заключение экспертизы промышленной безопасности, зарегистрированное в реестре Ростехнадзора 11-ПД-002626-2006.

Работы на участке недр предусматривается осуществить в два этапа:

Условия пользования Пильтунским участком недр	
I этап (опытно-промышленная закачка буровых отходов и других жидкостей)	
Бурение нагнетательной скважины. Проведение ГИС и опытно-фильтрационных работ. Опытно-промышленная закачка буровых отходов и жидкостей. Мониторинг процесса закачки. Составление геологического отчета и представление его на государственную экспертизу.	Не позднее 5 лет с даты регистрации лицензии
II этап (промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей)	
Разработка и утверждение технологического проекта и получение необходимых согласований и экспертиз. Ввод в эксплуатацию участка недр для размещения отходов в соответствии с утвержденным проектом.	Не позднее 1 года после экспертизы геологической информации
Мониторинг процесса размещения отходов.	В течение всего срока размещения буровых отходов

Решили:

Предоставить Компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компании, Лтд.» право пользования недрами с целью опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

Заместитель председателя П.В. Садовник

Ответственный секретарь М.Л.Фомина

Верно: секретарь Фомина / Фомина М.

Приложение № 4
к лицензии ШОМ 14118 ЗР

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ПРИКАЗ

г. МОСКВА

18.05.2007 № 554

Об оформлении лицензии на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке в Охотском море

В соответствии с пунктом 4 статьи 10.1 Закона Российской Федерации «О недрах» на основании Решения Комиссии для рассмотрения заявок о предоставлении права пользования участками недр внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа Российской Федерации (протокол от 26.04.2007 № 92),

п р и к а з ы в а ю:

Управлению лицензирования обеспечить оформление, государственную регистрацию и выдачу Компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» лицензии на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке в Охотском море.

Руководитель А.А. Ледовских

Приложение № 3
к лицензии ШОМ 14118 ЗЗ

Федеральное государственное учреждение
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИОННАЯ ПАЛАТА
ПРИ МИНИСТЕРСТВЕ ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 20355.1

ОБ АККРЕДИТАЦИИ И ВНЕСЕНИИ В

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР

ФИЛИАЛОВ ИНОСТРАННЫХ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ,
АККРЕДИТОВАННЫХ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Филиал компании
"САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ИНВЕСТМЕНТ КОМПАНИ ЛТД."
"SAKHALIN ENERGY INVESTMENT COMPANY LTD."
(Бермуды)

МЕСТО НАХОЖДЕНИЯ: 693000, Российская Федерация, Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д. 35.

СВИДЕТЕЛЬСТВО ДЕЙСТВИТЕЛЬНО ДО

13 июня 2011 г.

Председатель Э.Н. Ренов

М.П. *06 июня 2006 г.*

SUBSOIL USE LICENSE

Ш	О	М
Serial number		

1	4	1	1	8
Number				

		З	Э	
		Type of license		

Issued to: Sakhalin Energy Investment Company Ltd.
(business entity the license is issued to)

represented by: Ian Craig, CEO
(name of business entity representative)

for the following purpose and types of work: Construction and operation of facilities not connected with mining but intended for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling waste and produced water at the Piltun feature.

The subsoil area located in: the Sea of Okhotsk, offshore northeastern Sakhalin
(location)

Description of subsoil area borders, turning point coordinates, topographic plan copies, cross sections, etc. are presented in Supplement # 2
(supplement number)

The permit to use the land plots issued by: _____
(body that issued the permit, resolution number and date)

Document copies and plot boundary description are provided in Supplement ____
(supplement number, number of pages)

The land plot has the status of: mining allotment
(geological or mining allotment)

License termination date: validity term of License ШОМ 10409 НР
(day, month, year)

MINISTRY OF NATURAL RESOURCES

Federal Agency for Subsoil Use

REGISTERED on

18 June 2007

No. *5044/ШОМ 14118 ЗЭ*

Authorized registrar: *L.V. Dalikoriy*

This License includes as integral parts a number of documents as follows:

1. License agreement on the conditions of subsoil use for construction and operation of subsoil facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling wastes and produced water at the Piltun feature in the sea of Okhotsk. – 7 sheets
2. Description of the Lunskoye license area. – 1 sheet
3. Extract from Minutes # 92 executed during the 26 April 2007 session of the Commission for reviewing applications for subsoil plots in RF internal seas, territorial sea and on the RF continental shelf. – 2 sheets
4. Copy of the Order of the Federal Agency for Subsoil Use granting the rights for use of subsoil for construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale reinjection of used mud and produced water at the Piltun feature in the sea of Okhotsk. – 1 sheet
5. Certificate of accreditation and entry in the state registry of subsidiaries of foreign legal entities. – 1 sheet

Authorized representative of the Ministry of Natural Resources	Authorized representative of state authorities of RF entity
Sadovnik	
Pyotr Vasilievich	
signature	
21 May 2007	

Stamp

Head of the Licensee Company

Ian Craig

signature

29 May 2007

Stamp of the Company

Supplement #1

to License ШОМ 14118 ЗЭ

LICENSE AGREEMENT

on conditions of subsoil use for the purpose of construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling wastes and process water at the Piltun feature in the sea of Okhotsk

The Federal Agency for Subsoil Use (hereinafter referred to as “Subsoil Authority”) represented by its Deputy Head Pyotr V. Sadovnik acting by virtue of Order No. 838 of the Federal Agency for Subsoil Use issued 3 August 2005, on the one hand, and Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (hereinafter referred to as ”License Holder”) represented by its Chief Executive Officer Ian Craig, acting by virtue of the Company’s Bye-Laws, on the other hand, hereinafter collectively called “the Parties,” have concluded this License Agreement (hereinafter referred to as “Agreement”), for the following terms of subsoil use in the construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling wastes and produced water at the Piltun feature in the sea of Okhotsk.

1. General

1.1 This Agreement is an integral part of the License for subsoil use issued for the construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling wastes and associated water at the Piltun feature. It sets the terms and conditions of subsoil use in the stage-wise drilling of wells for hydrocarbons in the Sea of Okhotsk.

1.2 The right for use of the Piltun feature subsoil in the construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling wastes and produced water shall be granted to License Holder pursuant to item 4 of Article 10.1 of the Russian law “On subsoil“ and the Resolution of the Commission granting the right to use subsoil plots in internal RF waters, territorial sea and on continental shelf dated 26 April 2007, Minutes # 92 (Supplement No 3 to the License).

1.3 License for use of Piltun feature subsoil is executed on the basis of Order of the Federal Agency for Subsoil Use (Supplement 4 to the License).

1.4 The underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling wastes and process water at the Piltun feature will be constructed and operated in sand-clay bedded formations of the Nutovo suite of the Upper Miocene-Pliocene age (depth of 950-1850 m) within the mining allotment of the Piltun-Astokh oil and gas condensate field. The choice of these reservoir beds for drilling waste reinjection has been substantiated in the detail design and in the reservoir management plan including the stage of pilot disposal of drilling wastes on the PA-B platform of the Piltun feature of the Piltun-Astokh field prepared and approved by VNIPIpromtechnologia institute in 2005.

1.5 The Piltun feature plot shall not be sold, succeeded, invested, deposited or expropriated in any other way.

The right of subsoil use in the Piltun feature area shall not be assigned or transferred to third parties, or otherwise made accessible to third parties, according to procedures

established by Civil Law, except for the cases envisioned in the Russian law “On subsoil” or in other federal laws.

2. Term of Agreement

2.1 This Agreement shall be effective during the License period and shall come into effect from the date of License state registration.

2.2 The right to use the subsoil plot may be subject to early termination, suspension or restriction based on and according to a procedure set forth in Articles 20, 21 and 23 of the Russian law “On subsoil,” and in case License Holder would violate essential conditions of subsoil use

2.3 License Holder may waive the right to use the whole license area, having notified the Subsoil Authority in writing at least six months before the specified date. Prior to notifying about his decision to terminate the use of license, License Holder shall fulfill all obligations under the License, pay all debts, and perform liquidation works on the license area in accordance with the effective Russian law.

3. Description of land plot

3.1 The Piltun feature is in the Sea of Okhotsk off the northeast shore of Sakhalin Island.

3.2 The Piltun feature plot of subsoil granted for the construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling wastes and produced water lies within the mining allotment of the Piltun-Astokh oil/gas condensate field made available for use to License Holder in agreement with License ШОМ 10409 НР.

The Piltun license area of subsoil is defined by a square with the following corner point coordinates:

Point no.	Latitude	Longitude
1	**53° 00' 00"**	**143° 26' 00"**
2	**53° 00' 00"**	**143° 34' 00"**
3	**53° 00' 00"**	**143° 42' 30"**
4	**52° 56' 57"**	**143° 42' 34"**
5	**52° 54' 15"**	**143° 45' 00"**
6	**52° 50' 00"**	**143° 45' 00"**
7	**52° 50' 00"**	**143° 28' 18"**

3.3 The subsoil plot borders as defined in item 3.2 has a status of a mining allotment that covers 224 square meters. The maximum depth is 2300 m.

4. Subsoil use conditions

4.1 License Holder shall use the subsoil for construction and operation of underground facilities not connected with mining, in compliance with the approved (in 2005) detail design “Detail (engineering) design and flow diagram including a pilot phase of full-scale

disposal of drilling wastes for construction on the PA-B Platform of the Piltun feature of Piltun-Astokh field to be implemented in two stages:

Stage 1. Construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for further study and pilot disposal of drilling wastes and produced water in deep formations of the Piltun feature.

Stage 2. Full scale disposal of drilling wastes and produced water within Piltun feature (operation of subsurface facilities unconnected with mining).

4.2 License Holder shall drill a reinjection well from the PA-B offshore drilling platform, log these wells, study their hydrodynamic performance in accordance with the detail exploration plan, and perform full-scale pilot disposal of drilling wastes and produced water in accordance with the duly approved detail design.

4.3 License Holder shall prepare a geological report about detail exploration and the pilot full scale disposal of drilling wastes and produced water to submit it to a state expert review of geological information within five years from the date of state registration of this license.

4.4 Within one year after the state expert review of the geological report on the pilot reinjection of drilling wastes and produced water, License Holder shall amend the detail design, if needed, and refine reinjection intervals and parameters. License Holder shall obtain conclusions of the appropriate state expert reviews.

4.5 Within one year after the update of the detail design, License Holder shall commission the subsurface facility not connected with mining, but intended for industrial disposal of drilling wastes and associated water by reinjection in deep formations.

4.6 Within one year from the date of state registration of this license, License Holder shall develop a program of subsoil monitoring and approve it in the Sakhalin Branch of the Subsoil Use Agency.

4.7 License Holder shall perform conservation of these reinjection wells in line with the Instruction on abandonment and conservation of hazardous industrial facilities associated with use of subsoil, approved by GGTN Resolution # 33 on 2 June 1999. Upon completion of reinjection well operation, License Holder shall abandon these reinjection wells along the lines of the detail design approved by the Sakhalin Branch of Rostekhnadzor.

5. Subsoil and environment protection

5.1 License Holder shall apply the state-of-the-art, rational and environmentally sound technologies to ensure work safety.

5.2 License Holder shall adhere to established standards of protection of underground water and other natural environments, and timely eliminate direct and potential underground water pollution sources not related to the operated subsoil facilities.

5.3 License Holder shall immediately notify Sakhalin bodies of executive power, Sakhalin Department for Technological and Environmental Supervision, and Sakhalin Branch of the Federal Service for Protection of Consumer Rights and Well-Being about all emergency discharges of reinjected mud and cuttings and produced water, which could pollute the Sea of Okhotsk and which endanger the sea bioresources and health of people working and living on Sakhalin.

6. Payments and taxes

License Holder shall pay taxes, fees and payments in compliance with the RF law and product sharing agreement.

7. License Holder rights

The Holder of the license shall have the right to:

7.1 Perform all types of activity necessary for successful implementation of work in the subsoil plot, or assign these works to contractors selected by License Holder with allowance for terms and constraints stipulated in this Agreement and in the effective Russian law.

7.2 Participate in meetings and sessions of commissions arranged by the Subsoil Administrator to review license amendments, review geological survey data, and consider expert review reports on relevant geological information.

8. Proprietary rights for geological data

8.1 Geological data on a subsoil plot obtained at the expense of state funds is a state property. License Holder shall have the right to obtain the said information on his own subsoil plot for value or get access to this information stored in a territorial fund of geological information or in the appropriate pools of geological information – as agreed upon by Sakhalin Branch of Subsoil Use Agency. The procedures and terms for the use of said information shall be defined by Subsoil Administrator.

8.2 Geological information obtained by License Holder for his own funds shall be the property of this License Holder. This information shall be submitted in due manner to the federal and appropriate territorial pools of geological data, on the conditions stipulated for its use, including commercial use.

8.3 Subsoil Administrator shall be entitled to use this data (property of subsoil user) free of charge, in the interests of the state alone, for drawing up federal and territorial programs of geological survey, subsoil use and recovery of mineral resources.

8.4 In the event of termination of right for subsoil use, including early termination of the right, License Holder shall pass over the initial geological, geophysical, survey and underground survey data to territorial geological data pools.

9. Accounting and reporting

9.1 License Holder shall submit to Sakhalin Branch of Subsoil Use Agency reports on subsoil use as follows:

- yearly, geological monitoring reports and reports on fulfilling the terms of the Agreement – before 15 January following the year of reporting;
- quarterly, information on royalty payments and taxes;
- yearly, information on the reinjection well stock along with a report on geological survey of the subsoil plot – before 1 February following the year of reporting.

10. Fulfillment of subsoil use conditions

10.1 Subsoil Administrator shall be entitled to have access on a confidential basis to all technical, geological and financial information and reports of License Holder related to subsoil plot use.

10.2 Fulfilment of subsoil use conditions shall be checked, inspections shall be conducted, and measures to correct violations shall be taken in compliance with the existing Russian law.

Occupational and environmental safety in said operations shall be supervised in compliance with the current legislation of the Russian Federation.

10.3 License Holder shall provide representatives of regulatory authorities with transport vehicles, access to construction projects and provide on a confidential basis all necessary information relevant to subsoil use conditions.

11. Other conditions

11.1 License Holder shall inform Subsoil Administrator of all changes related to License Holder whereabouts, contact telephones, constituent documents within a period of 15 days from the date when these changes took place.

11.2 In the event that all or some provisions of this Agreement come into conflict with newly enacted laws of the Russian Federation, the Parties hereto shall appropriately amend this Agreement to eliminate this conflict.

11.3 Any amendments and supplements to provisions of this Agreement may be made solely through drawing up a separate Supplement to the License, signed by both Parties hereto.

11.4 As for the remaining issues not covered by the subsoil use License and Supplements thereto, the Parties shall be governed by the effective law.

12. Addresses of the Parties

Subsoil Administrator: Federal Agency for Subsoil Use

Moscow, GSP-5, D-242, 123995, B. Gruzinskaya ul. 4/6, Tel. (+495) 254-86-00; fax: (+495) 254-82-77; 254-43-10.

License Holder: Sakhalin Energy Investment Company, Ltd.;

Sakhalin 693000, Yuzhno-Sakhalinsk, ul. Dzerzhinskogo 35

Tel.(+4242) 73-20-00; fax (+4242) 73-20-12.

For the Federal Agency for Subsoil Use, its Deputy Head of	For Sakhalin Energy Investment Company, Ltd., its Chief Executive Officer
signature P.V. Sadovnik	*signature* Ian Craig
21 May 2007	29 May 2007
{Stamp of the Agency}	*{Stamp of the Company}*

Supplement No 2
to License ШОМ 14118 ЭЭ

Sakhalin Energy Investment Company Ltd.

Piltun-Astokh License Area

The area covers 224 square kilometers

The license disposal area coordinates

Point no.	Latitude	Longitude
1	**53° 00' 00''**	**143° 26' 00''**
2	**53° 00' 00''**	**143° 34' 00''**
3	**53° 00' 00''**	**143° 42' 30''**
4	**52° 56' 57''**	**143° 42' 34''**
5	**52° 54' 15''**	**143° 45' 00''**
6	**52° 50' 00''**	**143° 45' 00''**
7	**52° 50' 00''**	**143° 28' 18''**

The existing license production area coordinates (license No ШОМ 10409 НР)

Point no.	Latitude	Longitude
1	**53° 00' 00''**	**143° 26' 00''**
2	**53° 00' 00''**	**143° 34' 00''**
3	**53° 00' 00''**	**143° 42' 30''**
4	**52° 56' 57''**	**143° 42' 34''**
5	**52° 54' 15''**	**143° 45' 00''**
6	**52° 50' 00''**	**143° 45' 00''**
7	**52° 50' 00''**	**143° 28' 18''**
8	**52° 40' 41''**	**143° 45' 00''**
9	**52° 39' 00''**	**143° 45' 00''**
10	**52° 39' 00''**	**143° 45' 00''**
11	**52° 40' 58''**	**143° 30' 32''**

Supplement # 3
to License ШОМ 14118 ЗЭ

Federal Agency for Subsoil Use

EXTRACT FROM MINUTES No 92

Commission for review of applications for subsoil plots in RF interior seas, territorial sea and on the RF continental shelf

26 April 2007 Moscow

ATTENDEES:

Deputy Chairman	Sadovnik P.V
Members of the Commission:	Vasiliev Y.I
	Davidenko B.I.
	Nikitin S.E.
	Sogiyainen V.A.
	Shatrov E.I.
Executive Secretary	Fomina M.L.
Licensing Department office:	Melnikov V.S.
	Popov A.A.
	Gonnov V.V.
	Klontsak L.Kh.
	Badikova E.N.
	Zhumaeva A.M.
	Salnikov V.A.
	Ryabkova N.A.
	Shumilov P.T.
Department for Oil and Gas, Subsoil Water and Structures Geology	Kubai L.I.
Department for Solid Minerals Geology	Kozyrka O.I.

AGENDA

B. Underground Waters and Facilities

1. Review of materials for the right to use subsoil on the **Sakhalin shelf in the Sea of Okhotsk.**
2. Presentation by P.T. Shumilov

The Commission reviewed the application of Sakhalin Energy Investment Company Ltd. for the right to use a subsoil plot for pilot and subsequent full-scale disposal of drilling wastes and process water produced during the operation of the Piltun-Astokh oil/gas condensate field from PA-B platform. The subsoil plot for the disposal of wastes lies within the mining allotment of the Piltun-Astokh field that has been granted to the Company in accordance with License 10409 ШОМ НР for a period until 2021 under a Production Sharing Agreement (Sakhalin II project). The choice of these reservoir beds for reinjection of mud has been substantiated in the design "Detail (engineering) design and reservoir management plan including a pilot stage of disposal of drilling wastes on the PA-B Platform of the Piltun feature of the Piltun-Astokh field" prepared by VNIPIpromtechnologia in 2005.

According to the design, wastes will be grained and reinjected via injection well No 420 to the hydraulic fracture cracks that were created in the sandstone rocks and siltstones of the Nutovo formation of upper Miocene-Pliocene age in the depth interval of 950-1850 m. The detail design obtained Expert Review Conclusion No 381 of September 11, 2006 from FSUE Geoloexpertiza and Industrial Safety Expert Review Conclusion registered in Rostechnadzor registry 11-PD-002626-2006.

Works on the subsoil plot are planned to be carried out in two stages:

Conditions of subsoil use at the Piltun feature	
Stage 1 (pilot reinjection of used mud and produced water)	
Drilling of injection wells. Well logging and pilot filtering. Pilot reinjection of drilling mud and produced water. Reinjection monitoring. Preparing a geological report and submitting it to state experts for review.	Within 5 years from the License registration date.
Stage 2 (full-scale reinjection of used mud and produced water)	
Preparing a reservoir management plan and obtaining the appropriate approvals and conclusions of expert reviews. Waste disposal site commissioning as provided in the approved detail design.	Within 1 year from the expert review of geological data.
Monitoring of the waste disposal site.	All through the period of drilling waste reinjection.

Resolved**:**

To grant Sakhalin Energy Investment Company Ltd. the subsoil use right for pilot reinjection and subsequent full-scale reinjection of used mud and produced water at the Piltun feature of the Piltun-Astokh oil/gas condensate field.

Deputy Chairman P.V. Sadovnik

Executive Secretary M.L. Fomina

Supplement # 4
to License ШОМ 14118 ЗЭ

MINISTRY OF NATURAL RESOURCES OF THE RUSSIAN FEDERATION

FEDERAL AGENCY FOR SUBSOIL USE

ORDER No. 554

18 May 2007 Moscow

Granting the subsoil use right for construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale reinjection of used drilling mud and produced water at the Piltun feature in the Sea of Okhotsk

Pursuant to item 4 of Article 10.1 of the Russian law "On subsoil" and to the resolution of the Commission for review of applications for subsoil plots in internal seas, territorial sea and continental shelf of the Russian Federation (Minutes No 92 dated 26 April, 2007),

I hereby order:

that the Licensing Directorate shall execute, register and issue the license for subsoil use requested by Sakhalin Energy Investment Company, Ltd. for construction and operation of underground facilities not connected with mining, but intended for pilot and subsequent full-scale reinjection of used drilling mud and produced water at the Piltun feature in the Sea of Okhotsk.

A.A. Ledovskikh
Head of the Agency

Supplement # 5
to License ШОМ 14118 ЭЭ

STATE REGISTRATION CHAMBER

a federal state-run institution

at the Ministry of Justice of the Russian Federation

CERTIFICATE No. 20355.1

CERTIFICATE OF ACCREDITATION AND ENTRY INTO THE STATE REGISTRY
OF BRANCHES OF FOREIGN LEGAL ENTITIES
ACCREDITED IN THE RUSSIAN FEDERATION

Branch office of
«САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ИНВЕСТМЕНТ КОМПАНИ ЛТД.»
SAKHALIN ENERGY INVESTMENT COMPANY LTD.
(Bermudas)

ADDRESS: Russia 693000, Sakhalin, Yuzhno-Sakhalinsk, ul. Dzerzhinskogo 35

CERTIFICATE IS VALID UNTIL
13 June 2011

Chairman {*signature*} E.N. Renov

Stamp of the Ministry 6 June 2006

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)

САХАЛИНСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ РОСТЕХНАДЗОРА
ул. Карла Маркса, д.32, Южно-Сахалинск, 693020 телефон/факс:(84242) 23-21-64
E-mail: uten@sahal.gosnadzor.ru

ГОРНООТВОДНЫЙ АКТ

к лицензии на пользование недрами ШОМ № 14118 ЗЭ от 18.07.2007 г.

Настоящий акт, удостоверяющий уточнённые границы горного отвода для промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, предоставлен Компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.».

Горный отвод расположен в Охотском море у северо-восточного побережья острова Сахалин и обозначен на прилагаемой копии топографического плана масштаба 1:50000 угловыми точками: 1, 2, 3, 4, 5 и на вертикальных геологических разрезах масштаба 1:50000 по линиям: I – I, II – II.

Ограничение горного отвода по глубине: **верхняя граница – поверхность дна Охотского моря, нижняя граница – минус 2300 метров.**

Площадь проекции горного отвода составляет - **19220,0 (девятнадцать тысяч двести двадцать) гектаров.**

Срок действия горноотводного акта – **до 19 мая 2026 года.**

Горноотводный акт выдан: **18 июня 2021 г.**

Настоящий акт составлен в двух экземплярах, внесён в реестр Сахалинского управления Ростехнадзора за **№ 65-7700-00875.**

Пользователь недр на предоставленном в уточненных границах горном отводе для разработки месторождений полезных ископаемых, в соответствии с требованиями ст. 22 Закона Российской Федерации «О недрах», обязан обеспечить:

-соблюдение требований законодательства, а также утверждённых в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с пользованием недрами;

-соблюдение требований технических проектов, планов и схем развития горных работ, недопущение сверхнормативных потерь, разубоживания и выборочной отработки полезных ископаемых;

-ведение геологической, маркшейдерской и иной, предусмотренной нормативами, документации в процессе пользования недрами и ее сохранность;

-безопасное ведение работ, связанных с пользованием недрами;

-соблюдение утверждённых в установленном порядке стандартов (норм, правил), регламентирующих условия охраны недр, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, а также зданий и сооружений от вредного влияния работ, связанных с пользованием недрами;

-приведение участков земли и других природных объектов, нарушенных при пользовании недрами, в состояние, пригодное для их дальнейшего использования;

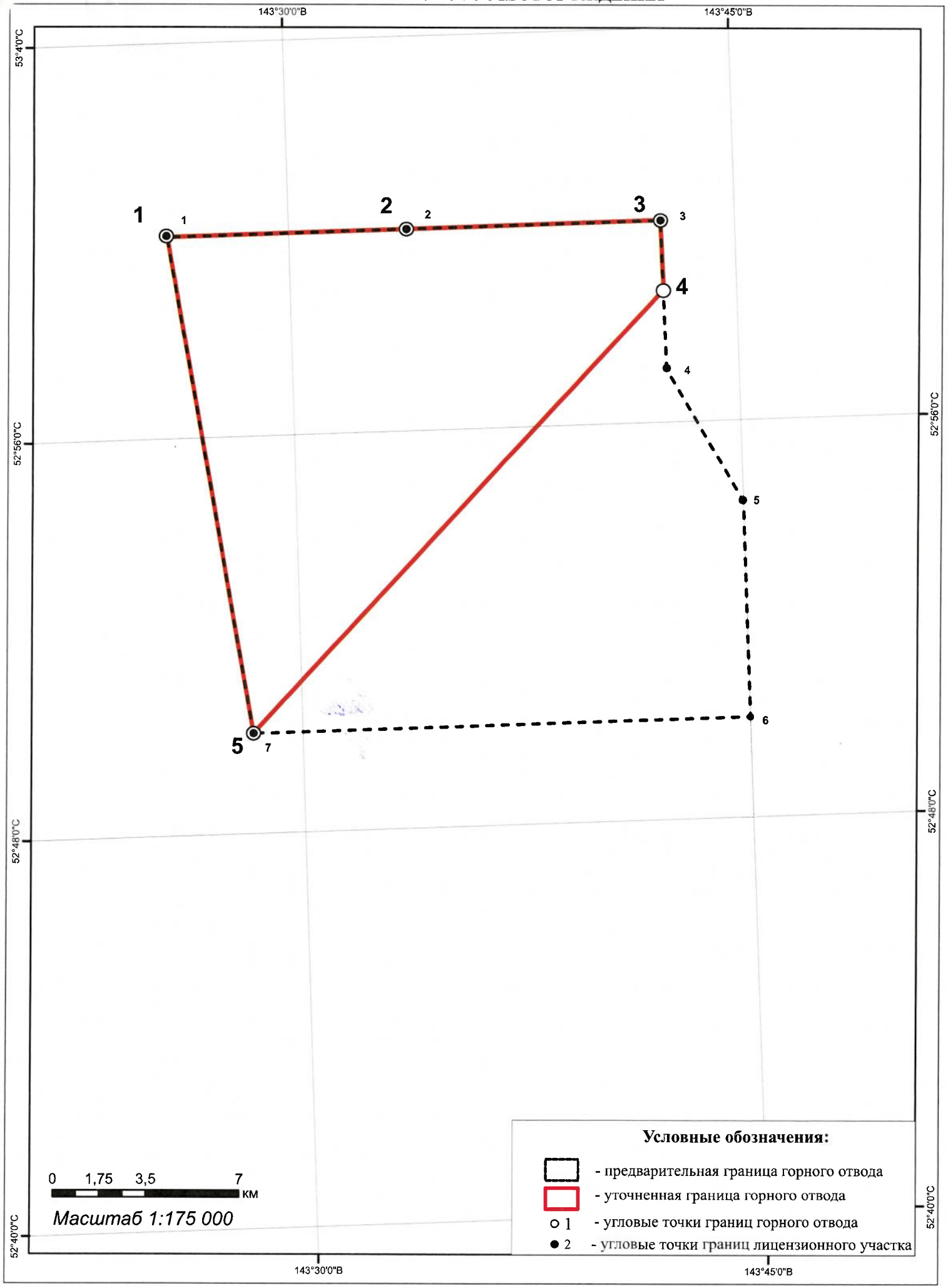
-сохранность разведочных горных выработок и буровых скважин, которые могут быть использованы в иных хозяйственных целях, ликвидацию в установленном порядке горных выработок и буровых скважин, не подлежащих использованию;

-выполнение условий, установленных лицензией, своевременное и правильное внесение платежей за пользование недрами.

Ведомость координат угловых точек уточненного горного отвода
(прямоугольная система координат ГСК – 2011)

Номера точек	X, м	Y, м	Z(H), м	Z (h), м	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	5877390,83	24663353,83	-2300	-22,7	
2	5877702,89	24672303,12	-2300	-36,1	
3	5878052,70	24681811,45	-2300	-54,5	
4	5875466,86	24681943,31	-2300	-53,2	
5	5858936,10	24666565,31	-2300	-20,6	

ПЛАН ГРАНИЦ ГОРНОГО ОТВОДА К ЛИЦЕНЗИИ ШОМ 14118 ЗЭ НА ПИЛЬТУНСКОМ УЧАСТКЕ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Ведомость координат угловых точек уточненного горного отвода
(географическая система координат ГСК-2011)

Номера точек	Северная широта			Восточная долгота			Примечание
	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды	
1	53	00	00,00	143	26	00,01	
2	53	00	00,00	143	34	00,01	
3	53	00	00,00	143	42	30,01	
4	52	58	36,28	143	42	31,84	
5	52	50	00,00	143	28	18,01	

Горноотводный акт в 30-дневный срок после оформления акта о консервации либо ликвидации организации передаётся в Сахалинское управление Ростехнадзора.

Руководитель Сахалинское управление Ростехнадзора

С.Г. Истомин

Приложения:
План горного отвода, масштаб: 1:50000
Геологические разрезы, масштаб: 1:50000
План (схема) границ горного отвода, масштаб: 1:175000

САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ИНВЕСТМЕНТ КОМПАНИ, ЛТД.
SAKHALIN ENERGY INVESTMENT COMPANY LTD.

ПРОЕКТ САХАЛИН II
ЭТАП 2
PHASE 2, SAKHALIN II

ПАСПОРТ СКВАЖИНЫ
WELL PASSPORT

ПБ- 420

морская платформа ПА-Б
offshore platform PA-B

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ / RUSSIAN FEDERATION
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ / SAKHALINSKAYA OBLAST
Г. ЮЖНО-САХАЛИНСК / YUZHNO-SAKHALINSK
2008

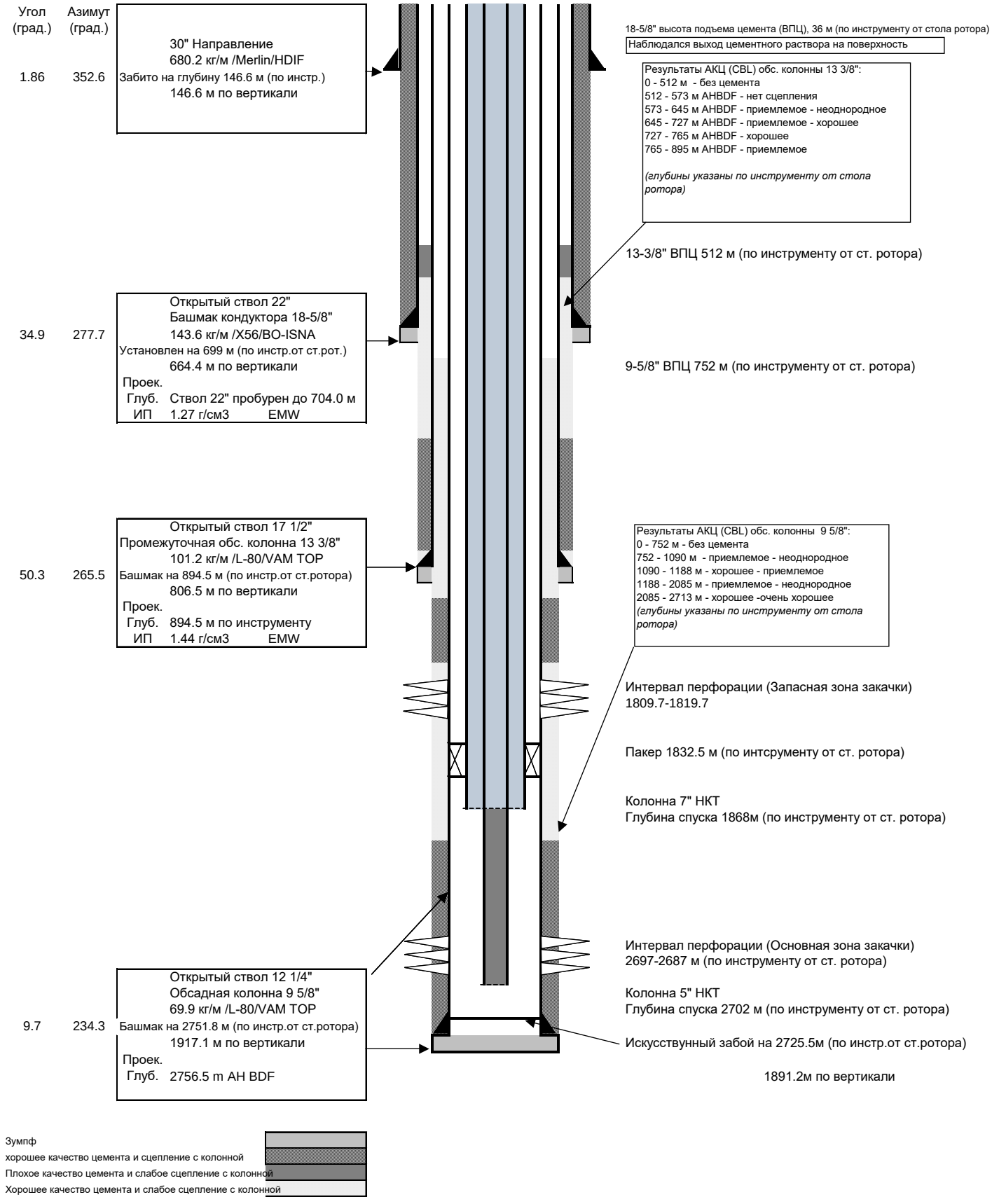
Оглавление / table of contents

№№ п/п	Наименование / Titles	Страница / Pages
1	Сведения о скважине / Well information	3
2	Конструкция скважины / Well Schematic	4
3	Фактический литологический разрез скважины / Lithological well profile	5
4	Схема внутреннего оборудования скважины / Well completion schematic	6
5	Сведения о креплении скважины / Information on well casing	7
6	Сведения о цементировании и опрессовке обсадных колонн / Casing cementing and pressure test information	8
7	Сведения об отборе керна / Core sampling information	10
8	Сведения об испытании в процессе бурения / Information on testing during drilling operations	11
9	Сведения о перфорации / Data on perforation	12
10	Журнал описания работ по строительству скважины/ Drilling operations log	13
11	Схема оборудования устья скважины / Wellhead schematic	16
12	Инклинометрия ствола скважины / Angularity test	17
13	Мера 473,1-мм обсадной колонны / 18 5/8 casing tally	20
14	Мера 339,7-мм обсадной колонны / 13 3/8 casing tally	23
15	Мера 245-мм обсадной колонны / 9 5/8 casing tally	27
16	Мера 177,8-мм НКТ / 7 tubing tally	36
17	Мера 127-мм НКТ / 5 tubing tally	44
18	Сведения о нефтегазопроявлениях, авариях и осложнениях в процессе строительства скважины / Information on oil and gas blow-outs and emergency situations during well construction	54
19	Сведения о капитальном и подземном ремонт / Information on well servicing and repairs	55
20	Сведения о консервации и ликвидации скважины / Information on well suspension and abandonment	56

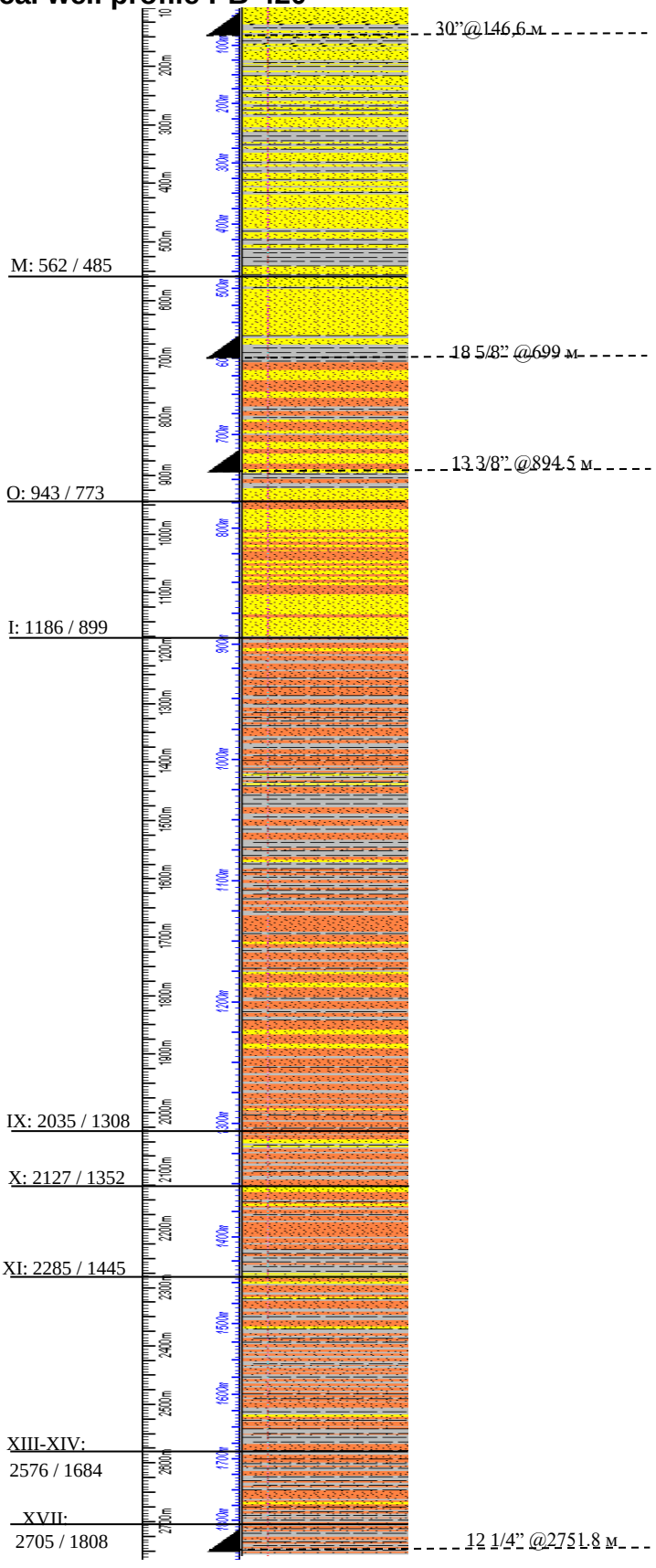
1. Сведения о скважине / Well information

№ №	Наименование / Items	Показатель / Index
1	Месторождение / Field	Пильтун-Астохское / Piltun-Astochskoe
2	Номер скважины / Well number	ПБ-420
3	Координаты устья скважины / Wellhead position	Система координат / Coordinate system: UTM Zone 54N-WGS 84; Восток: 667898.65 м Север: 5867747.10 м, Широта: 52° 55' 59.067“ с.ш., Долгота: 143° 29' 53.461“ в.д.
4	Назначение скважины / Well purpose	Поглощающая / Cutting re-injection (CRI)
5	Проектный горизонт / Objective horizon	XVIII
6	Профиль ствола скважины / Borehole profile	Наклонно-направленная / Deviated
7	Фактическая глубина скважины по вертикали и стволу / TD&TVD depth	2756.5 / 1853.7 метров
8	Тип буровой установки / Drilling rig type	Буровая установка Пильтунской стационарной платформы / Piltun fixed platform rig
9	Альтитуда стола ротора / DF elevation	63.70 м
10	Глубина моря / Sea depth	31.28 м
11	Начало строительства / start-up	15.06.2008
12	Конец строительства / Completion	28.08.2008
13	Общее время строительства скважины / Construction total time	72 суток
14	Способ бурения / Drilling method	Смешанный / Combined

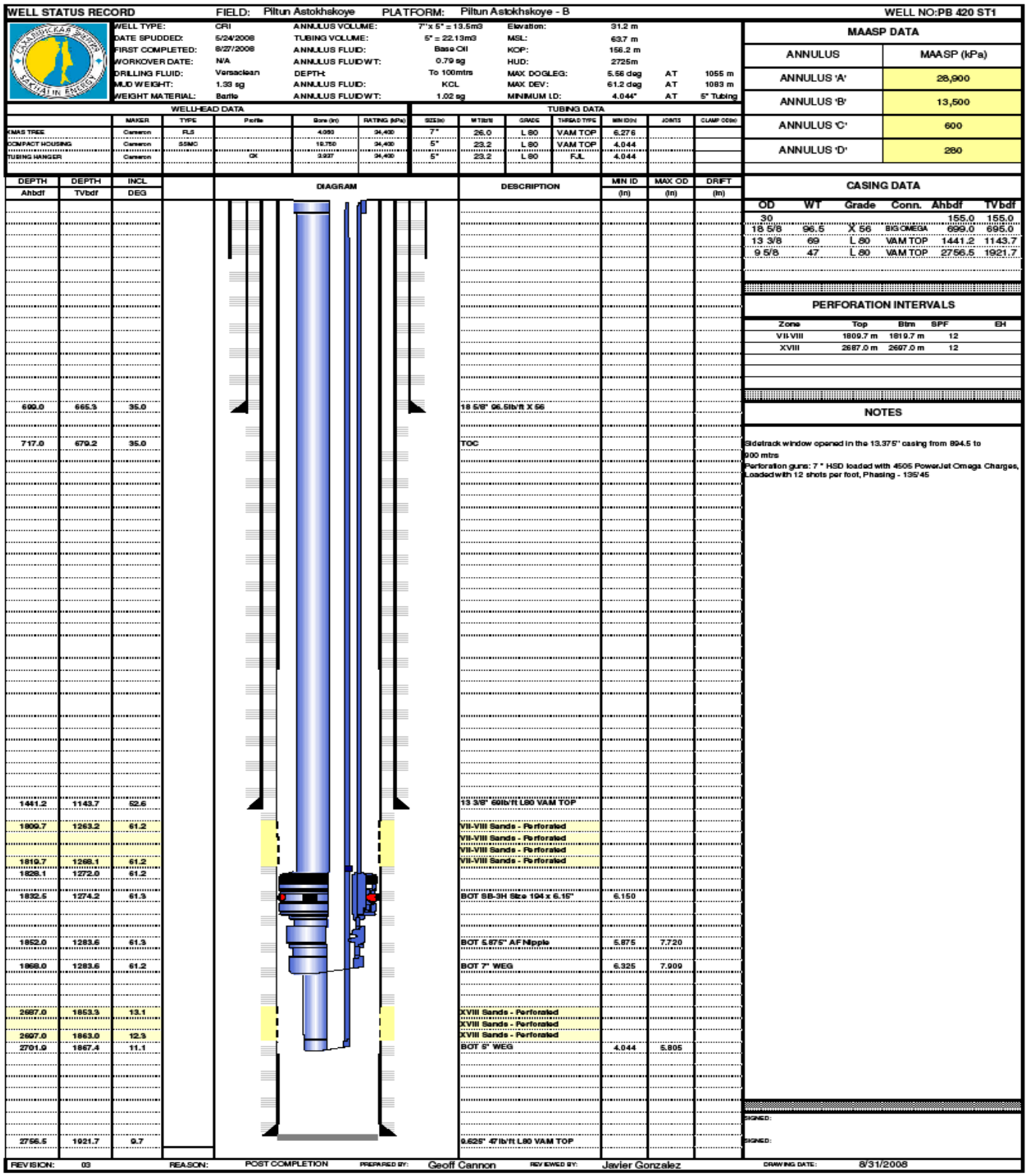
2. Конструкция ствола скважины ПБ-420 / Well hole schematic PB-420



3. Фактический литологический разрез скважины ПБ-420 / Lithological well profile PB-420



4. Схема внутреннего оборудования скважины ПБ-420 / Well completion schematic PB-420



WELL STATUS RECORD — FIELD: Piltun Astokhskoye — PLATFORM: Piltun Astokhskoye - B — WELL NO:PB 420 ST1

WELL TYPE:	CRI	ANNULUS VOLUME:	7"x 5" = 13.5m3	Elevation:	31.2 m			
DATE SPUDDED:	5/24/2008	TUBING VOLUME:	5" = 22.13m3	MSL:	63.7 m			
FIRST COMPLETED:	8/27/2008	ANNULUS FLUID:	Base Oil	KOP:	156.2 m			
WORKOVER DATE:	N/A	ANNULUS FLUID WT:	0.79 sg	HUD:	2725m			
DRILLING FLUID:	Versaclean	DEPTH:	To 100mtrs	MAX DOGLEG:	5.56 deg	AT	1055 m	
MUD WEIGHT:	1.33 sg	ANNULUS FLUID:	KCL	MAX DEV:	61.2 deg	AT	1083 m	
WEIGHT MATERIAL:	Barite	ANNULUS FLUID WT:	1.02 sg	MINIMUM ID:	4.044"	AT	5" Tubing	

WELLHEAD DATA

	MAKER	TYPE	Profile	Bore (in)	RATING (kPa)
XMAS TREE	Cameron	FLS		4.093	34,400
COMPACT HOUSING	Cameron	SSMC		18.750	34,400
TUBING HANGER	Cameron		CK	3.937	34,400

TUBING DATA

SIZE(in)	WT(lb/ft)	GRADE	THREAD TYPE	MIN ID(in)	JOINTS	CLAMP OD(in)
7"	26.0	L 80	VAM TOP	6.276		
5"	23.2	L 80	VAM TOP	4.044		
5"	23.2	L 80	FJL	4.044		

MAASP DATA

ANNULUS	MAASP (kPa)
ANNULUS 'A'	28,900
ANNULUS 'B'	13,500
ANNULUS 'C'	600
ANNULUS 'D'	280

DEPTH Ahbdf	DEPTH TVbdf	INCL DEG	DIAGRAM	DESCRIPTION	MIN ID (in)	MAX OD (in)	DRIFT (in)
699.0	695.3	35.0		18 5/8" 96.5lb/ft X 56			
717.0	679.2	35.0		TOC			
1441.2	1143.7	52.6		13 3/8" 69lb/ft L80 VAM TOP			
1809.7	1263.2	61.2		VII-VIII Sands - Perforated			
				VII-VIII Sands - Perforated			
				VII-VIII Sands - Perforated			
1819.7	1268.1	61.2		VII-VIII Sands - Perforated			
1828.1	1272.0	61.2					
1832.5	1274.2	61.3		BOT SB-3H Size 194 x 6.15"	6.150		
1852.0	1283.5	61.3		BOT 5.875" AF Nipple	5.875	7.720	
1868.0	1283.6	61.2		BOT 7" WEG	6.325	7.000	
2687.0	1863.3	13.1		XVIII Sands - Perforated			
				XVIII Sands - Perforated			
2687.0	1863.0	12.9		XVIII Sands - Perforated			
2701.9	1867.4	11.1		BOT 5" WEG	4.044	5.805	
2756.5	1921.7	9.7		9.625" 47lb/ft L80 VAM TOP			

CASING DATA

OD	WT	Grade	Conn.	Ahbdf	TVbdf
30				155.0	155.0
18 5/8	96.5	X 56	BIG OMEGA	699.0	695.0
13 3/8	69	L 80	VAM TOP	1441.2	1143.7
9 5/8	47	L 80	VAM TOP	2756.5	1921.7

PERFORATION INTERVALS

Zone	Top	Btm	SPF	EH
VII-VIII	1809.7 m	1819.7 m	12	
XVIII	2687.0 m	2697.0 m	12	

NOTES

Sidetrack window opened in the 13.375" casing from 894.5 to 900 mtrs

Perforation guns: 7 " HSD loaded with 4505 PowerJet Omega Charges, Loaded with 12 shots per foot, Phasing - 135°45

SIGNED:

SIGNED:

REVISION: 03 — REASON: POST COMPLETION — PREPARED BY: Geoff Cannon — REVIEWED BY: Javier Gonzalez — DRAWING DATE: 8/31/2008

5. Сведения о креплении скважины ПБ-420 обсадными трубами / Information on well casing PB-420

Наименование обсадной колонны	Начало спуска	По длине труб, м			Сведения о трубах				
		Верх ОК	Низ ОК (башмак)	Общая длина	Наружный диаметр, м	Внутрен-ний диаметр, мм	Толщина стенки. мм	Марка стали	Тип соединения
Направление	30.04.2008	32.96	146.63	113.67	762.0	685.8	38.1	X-56	OSI Merlin HD
Кондуктор	21.06.2008	32,96	699,13	666,17	473,1	448,43	12.34	X-56	BIG OMEGA
Промежуточная	07.08.2008	32,77	1441,19	1408,42	339.7	315.3	12.19	X-56	Vam Top
Эксплуатационная	15.08.2008	32.25	2752.07	2719,9	244.5	220.5	11.99	L-80	Vam Top
НКТ	22.08.2008	31,93	1868.02	1836.09	177.8	159.4	9,19	L-80	Vam Top HC
НКТ	25.08.2008	31,59	2701,91	2670,32	127	102,6	12.14	L-80	Vam FJL

Оборудование низа и оснастка обсадных колонн см. в мере обсадных колонн

6. Сведения о цементировании и опрессовке обсадных колонн / Casing cementing and pressure test information

6.1. 473 - мм кондуктор

Начало цементажа:	**22.06.2008 г.**
Пробуренная глубина, м	
Глубина спуска обсадной колонны	**0 - 699,13 м**
Расстояние от стола ротора отверха ОК, м	**32,96**
Глубина спуска предыдущей обсадной колонны, м	**146,63**
Диаметр ствола скважины, мм	**558,8**
Глубина установки муфты с обратным клапаном, м	**697,81**
Расчётная ВПЦ	**до устья**
Объем первой пачки цементного раствора, м^3	**89**
Плотность первой пачки цементного раствора, кг/м^3	**1500**
Объем второй пачки цементного раствора, м^3	**8**
Плотность второй пачки цементного раствора, кг/м^3	**1900**
Объем продавочной жидкости, м^3	**6,5**
Тип продавочной жидкости	**Буровой раствор**
Плотность продавочной жидкости, кг/м^3	**1110**
Давление перед посадкой цем.пробки, кг/см^2	**31,6**
Суммарное время цементажа, часов	**6,5**
Работа обратного клапана	**да**
Давление опрессовки обсадной колонны, кг/см^2	**150,9**
Время обсадной колонны, мин	**30**
Конечное давление опрессовки, кг/см^2	**150,9**
Опрессовка проводилась на буровом растворе, г/см^3	**1,08**

6.2. 339.7 - мм промежуточная колонна

Начало цементажа:	**08.07.2008 г.**
Пробуренная глубина, м	**1445**
Глубина спуска обсадной колонны, м	**0 - 1441,19**
Расстояние от стола ротора отверха ОК, м	**32,565**
Глубина спуска предыдущей обсадной колонны, м	**699,13**
Диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	**473**
Диаметр пробуренного ствола скважины, мм	**444,5**
Глубина установки муфты с обратным клапаном, м	**1416,03**
Расчётная ВПЦ, м	**400**
Объем первой пачки цементного раствора, м^3	**39,1**
Плотность первой пачки цементного раствора, кг/м^3	**1500**
Объем второй пачки цементного раствора, м^3	**38,2**
Плотность второй пачки цементного раствора, кг/м^3	**1850**
Объем продавочной жидкости, м^3	**110,5**
Тип продавочной жидкости	**Буровой раствор**
Плотность продавочной жидкости, кг/м^3	**1200**
Давление перед посадкой цем.пробки, кг/см^2	**54**
Давление стоп, кг/см^2	**83**
Суммарное время цементажа, часов	**6,25**
Работа обратного клапана	**да**
Давление опрессовки обсадной колонны, кг/см^2	**151**
Время опрессовки обсадной колонны, мин	**30**
Конечное давление опрессовки, кг/см^2	**151**
Опрессовка проводилась на буровом растворе, г/см^3	**1,22**

6.3. 244,5 - мм эксплуатационная колонна

Начало цементажа:	**15.08.2008 г.**
Пробуренная глубина, м	**2756,5**
Глубина спуска обсадной колонны, м	**0 – 2752,07**
Расстояние от стола ротора отверха ОК, м	**32,177**
Глубина спуска предыдущей обсадной колонны, м	**1441,19**
Диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	**339,7**
Диаметр пробуренного ствола скважины, мм	**317,5**
Глубина установки муфты с обратным клапаном, м	**2725,78**
Расчётная ВПЦ, м	**500**
Объем первой пачки цементного раствора, $м^3$	**40,9**
Плотность первой пачки цементного раствора, $кг/м^3$	**1500**
Объем второй пачки цементного раствора, $м^3$	**28,49**
Плотность второй пачки цементного раствора, $кг/м^3$	**1850**
Объем продавочной жидкости, $м^3$	**105,05**
Тип продавочной жидкости	**Морская вода**
Плотность продавочной жидкости, $кг/м^3$	**1030**
Давление перед посадкой цем.пробки, $кг/см^2$	**153,9**
Давление стоп, $кг/см^2$	**224,3**
Суммарное время цементажа, часов	**6,75**
Работа обратного клапана	**да**
Давление опрессовки обсадной колонны, $кг/см^2$	**351,5**
Время опрессовки обсадной колонны, мин	**30**
Конечное давление опрессовки, $кг/см^2$	**351,5**
Опрессовка проводилась на морской воде, $г/см^3$	**1,03**

7. Сведения об отборе керна / Core sampling information

Интервал отбора	Диаметр ствола	Диаметр керна	Процент выноса керна	Описание керна

Отбор керна на скважине ПБ-420 не производился

8. Сведения об испытании скважины в процессе бурения / Information on testing during drilling operations

В период с 31-ого августа по 26-ое сентября в скважине ПБ-420, предназначенной для размещения отходов бурения и технологических жидкостей в пластах горных пород, было произведено исследование на приемистость. Отдельные исследования были произведены в интервалах основной (зона 1) и резервной (зона 4) зон закачки. Исследования, включенные в тест на приемистость скважины, были определенны и запланированы заранее, чтобы позволить определить рабочие характеристики и режим закачки через скважину ПБ-420. Для обеих зон (1 и 4) закачки набор выбранных методов исследования и порядок их выполнения были одинаковы.

Исследование на приемистость скважины ПБ-420 состояло из теста на приемистость с использованием высоковязких соляных растворов и расширенного теста на приемистость с использованием шламовой пульпы.

Тест на приемистость включал следующие основные этапы: определение приемистости методом пошагового увеличения расхода закачки; инициирование образования трещины гидроразрыва; определение приемистости методом пошагового снижения расхода; проведение анализов на восстановление давления. Тест был произведен с использованием раствора KCl различной вязкости.

Расширенный тест на приемистость был представлен с использованием подготовленной пульпы шлама и был нацелен на симуляцию условий закачки идентичным планируемым на скважине ПБ-420, а также для подтверждения рабочих характеристик скважины и подтверждения возможности использования ее для размещения отходов бурения и технологических жидкостей.

В процессе исследования скважины ПБ-420 на приемистость следующие технологические жидкости: раствор KCl, раствор KCl с ингибитором коррозии, раствор KCl с загустителем, раствор буферной жидкости, морской воды и подготовленная пульпа шлама были закачаны через скважину в объемах:

Основная зона закачки:

1) **закачка раствора KCl и раствора KCl с ингибитором коррозии в объеме 314 м^3;**
2) **закачка раствора KCl с загустителем в объеме 454 м^3;**
3) **закачка раствора буферной жидкости в объеме 28 м^3**
4) **закачка морской воды в объеме 149 м^3**
5) **закачка шламовой пульпы в объеме 959 м^3;**

Резервная зона закачки:

1) **закачки раствора KCl и раствора KCl с ингибитором коррозии в объеме 339 м^3;**
2) **закачки раствора KCl с загустителем в объеме 445 м^3;**
3) **закачка раствора буферной жидкости в объеме 15 м^3;**
4) **закачка морской воды в объеме 33 м^3;**
5) **закачки шламовой пульпы в объеме 698 м^3.**

В результате исследования скважины на приемистость были определены основные характеристики пластов. Давления гидроразрыва пласта было определено в пределах 18.6 – 19.5 МПа основной зоны закачки (рис. 1) и 12,8 – 13,8 МПа в резервной зоне закачки (рис. 2). Во время расширенного теста на приемистость было подтверждено, что скважина ПБ-420 может быть использована в дальнейшем для размещения отходов бурения и технологических жидкостей в пластах горных пород.

9. Сведения о перфорации / Data on perforation

Перфорационные работы в интервалах основной и запасной зон закачки

Интервал перфорации резервной зоны закачки (кровля VII-VIII пластов):	**1809.7 – 1819.7 м по стволу**
Интервал перфорации основной зоны закачки (подошва XVIII пласта):	**2687 - 2697 м по стволу**
Ожидаемое устьевое давление в колонне НКТ при закачке:	**10.82 МПа (1570 psi)**
Пластовое давление в резервной зоне закачки:	**11.28 МПа (1636 psi)**
Пластовое давление в основной зоне закачки:	**17.53 МПа (2542 psi)**
Температура на глубине XVIII пласта:	**45 градусов С**
Жидкость заканчивания скважины:	**Раствор хлористого калия, плотность 1,050 кг/м^3**
Эксплуатационная колонна:	**9 5/8”**

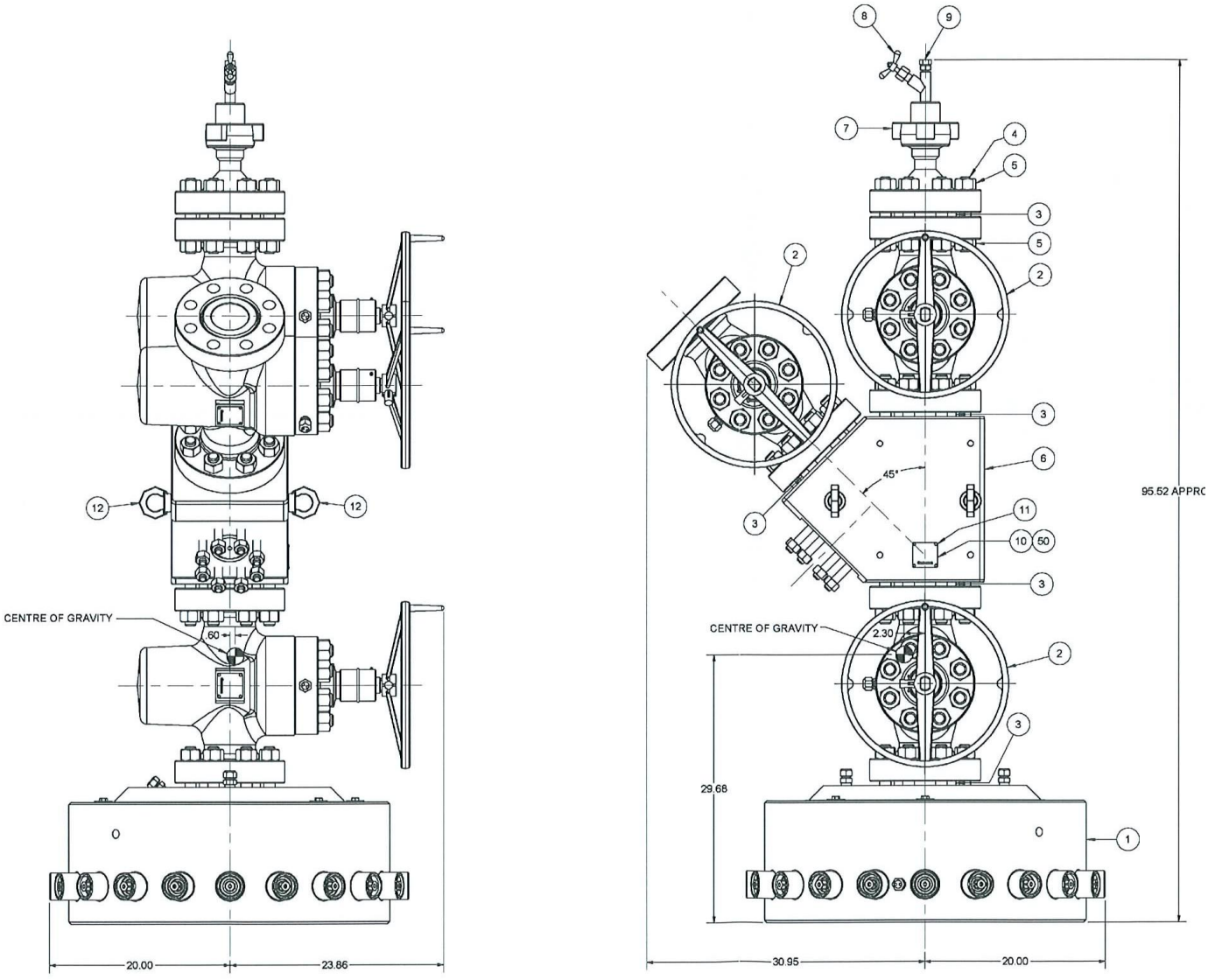
10. Журнал описания работ по строительству скважины ПБ-420 / Drilling operations log

Дата	Забой, м	Проходка, м	Плотность, г/см^3	Время стр-ва, сут
15.06.08-23.06.08	704	422	1,11	7
	Разбуривание интервала 22” до 699 м (угол наклона= 37°, азимут = 279°). Промывка ствола скважины. Подъем инструмента с проработкой. Проведение каротажа в открытом стволе. Извлечение КНБК 22” из скважины. Сборка спускного инструмента Weatherford и спуск обсадной колонны 18-5/8 до 699 м. Долив бурового раствора каждые 5 соединений. Установка устьевой головки 18-3/4 на 32.96 м. Буровой раствор уд. вес .1.08 sg. Демонтаж оборудования для спуска Overdrive. Спуск цементирующего стингера и установка в башмак. Промывка скважины. Подготовка к цементированию 18-5/8. Закачка тампонажного раствора. Извлечение цементирующего стингера Извлечения патрубка для спуска 18-5/8. Демонтаж спускного оборудования Weatherford. Установка переходника дивертера и стояка низкого давления.			
24.06.08-30.06.08	707	3	1,2	14
	Извлекли стояк (райзер) низкого давления. Подготовка стояков (райзеров) высокого давления. Спуск и установка на устье стояка высокого давления и дренажных вентилей. Проведение функционального теста ПВО. Промывка устьевого оборудования. Опрессовка: линий глушения скважины 345 бар (5000 psi)/10 мин; ПВО 34 барr (500 psi) / 345 бар (5000 psi), 5 / 10 мин; межтрубное пространство - 34 бар (500 psi) / 241бар (3500 psi). Подготовка КНБК для очистки скважины и спуск до глубины 683 м. Заменили буровой раствор на раствор на нефтяной основе. Перетяжка и вырубка талевого каната. Выравнивание параметров бурового раствора на нефтяной основе. Опрессовка колонны 18-5/8. Разбуривание башмака колонны и новой породы на 3 м. Подготовка и спуск в КНБК 17-1/2 в башмак колонны 18 5/8" на 699 м.			
01.06.08-07.07.08	1445	738	1,22	21
	Устранили проблему с насосами А и В. Пробурили интервал 17-1/2 до заданной глубины 1445 м (по инструменту (1146 м по вертикали). Промывка скважины. Подъем КНБК. Подготовка и спуск инструментов кабельного каротажа да заданной глубины и проведение исследований согласно программе. Разборка каротажных инструментов и КНБК 17-1/2. Промывка ПВО и устьевого оборудования. Подготовка инструмента Weatherford для спуска обсадной колонны.			
08.07.08-14.07.08	2251	806	1,29	28
	Спуск обсадной колонны 13-3/8 до плановой глубины 1441.2 м. Установили на подвеску. Промывка скважины. Произвели цементирование согласно программе. Разобрали инструмент для спуска осадных колонн Overdrive. Промывка подвески. Спуск уплотнителя колонной головки, установка, опрессовка. Подготовка и проведение опрессовки ПВО и манифольдов согласно программе. Сборка и спуск КНБК 12-1/4”. Определение глубины верха цемента на глубине 1414 м. Разбуривание башмака и новых пород на 3 м до глубины 1448 м (по инструменту от стола ротора). Подъем КНЬК в ствол колонны 13-3/8 и выравнивание параметров бурового раствора. Проведение испытаний на приемистость породы под башмаком колонны 13-3/8”. Разбуривание интервала 12-1/4 до глубины 2251 м, проводя исследования согласно инструкции.			

15.07.08-21.07.08	2525	274	1,3	35
	Разбуривание интервала 12-1/4 до 2525 м. Промывка ствола скважины с выходом раствора на поверхность. Закачка маловязкого РНО, затем вытеснителя бурового раствора уд. весом 1.75 SG. Расширение ствола скважины снизу вверх от 2525 м до 1441 м. Закачали 5 м3 маловязкого РНО, затем вытеснитель бурового раствора уд. весом 1.75 SG. Попытка извлечь инструмент из скважины – прихват на 1436 м. Попытка освобождения прихваченного внутрискважинного оборудования с помощью яса. Приостановка операций по выбиванию оборудования и подготовка оборудования для извлечения радиоактивного источника. Спуск ловушки для радиоактивного источника, закрепление и извлечение радиоактивного источника на поверхность. Продолжение выбивания буровой трубы вверх и вниз различным весом (45 МТ / 249 МТ). 34 бар для поддержания при выбивании (238 МТ) – сдвига БТ не установлено. Провели функциональный тест ПВО, что бы убедиться, что оборудование на поверхности в рабочем состоянии. Провели инспекцию. Подготовка и спуск локатора точки прихвата на кабеле. Установлена минимальная / максимальная глубина точки прихвата (1204 м /1358 м). Извлечение кабельного инструмента из скважины. Освободили пол буровой от лишнего оборудования. Подготовка заряда для линейного взрыва и спуск в скважину.			
22.07.08-28.07.08	2525	0	1,34	42
	Установили инструмент линейного взрыва и осуществили взрыв заряда. Приподняли, чтоб убедиться что колонна освобождена. Подъем с помощью талевого каната. Перетяжка и вырубка талевого каната. Поднятие и извлечение из скважины отсоединенной колонны, ясса и УБТ 8”. Подготовка и спустили на глубину 1386м ловильную компоновку. Расхаживание прихваченной КНБК ударами вниз с выталкиванием – безрезультатно. Ожидание команды Schlumberger с кабельным оборудованием для проведения работ по отсоединению колонн. Подготовили отстреливающее оборудование. Спуск оборудования для отстрела колонны на глубину 1386 м, отсоединили буровую колонну. Подъем инструмента из скважины (поднятие всего ловильного инструмента), подготовка для Е-каротожа колонны 13-3/8”. Проведение Е-каротожа, спуск БТ 5-7/8” до глубины 1386м, определение верха застрявшей компоновки на 1386 м, промывка скважины и подготовка к установке цементной пробки. Установка цементной пробки, промывка закачка 0,5 м3 цемента в застрявшую компоновку. Извлекли инструмент из скважины. Собрали и протестировали на поверхности промывочную КНБК и спустили в скважину на глубину 950м, заменили переводник вертлюга.			
29.07.08-04.08.08	2525/989	0/94,5	1,27	49
	Опрессовка цементного моста (2148 psi). Подготовка к забурке бокового ствола с помощью випстока. Забурка бокового ствола. Сборка КНБК. Опрессовка противовыбросовых превенторов. Спуск КНБК. Бурение бокового ствола до 989 м.			
05.08.08-11.08.08	2756,50	231,5	1,26	56
	Пробурили ствол скважины до проектной глубины 2756 м. Подъем бур. инструмента с проработкой ствола скважины 2100 – 2756 м. Подъем бур. инструмента с проработкой ствола скважины до 1076 м. Подъем и разборка управляемой роторной компоновки.			

12.08.08-18.08.08	2756,50	0	1,02	63
	Сборка роторной компоновки, спуск роторной компоновки до глубины 1245 м, проработка ствола скважины в интервале 1245-705 м, проведение треннинга по предупреждению флюидопроявлений, продолжение проработки в интервале 705-600 м, спуск роторной компоновки до глубины 2756,5 м, промывка ствола скважины в течение 4-х циклов циркуляции, подъем и разборка роторной компановки, подготовка устья скважины к спуску обсадной колонны 9 5/8", монтаж оборудования для спуска обсадных колонн, проверка оснастки обсадной колонны на работоспособность, спуск обсадной колонны 9 5/8" на глубину 2752 м, подготовительные работы к цементированию, цементирование обсадной колонны 9 5/8" согласно плану работ, опрессовка колонной головки давлением 345 атм (герметично), сборка и спуск компоновки для очистки и скреперования обсадной колонны 9 5/8" до глубины 551 м.			
19.08.08-25.08.08	2756,5	0	1,05	70
	Спуск КНБК для очистки ствола скважины на глубину 2752 м, ожидание судна снабжения, очистка ствола скважины посредством закачки очищающей пачки раствора, продавка очищающей пачки раствора раствором KCL, подъем и разборка КНБК, подготовка и спуск в скважину геофизических приборов и перфорационного прибора, проведения геофизических исследований для уточнения интервалов перфорации, перфорация обсадной колонны 9 5/8", подъем перфорационного прибора, сборка и спуск в скважину КНБК для скреперования обсадной колонны 9 5/8", подъем и разборка КНБК, подготовка к спуску ВСО на обсадных трубах 7", спуск ВСО на глубину 1868 м, посадка подвески 7" обсадной колонны, распакеровка пакера, извлечение обратного клапана из компановки ВСО, проведения пробной закачки через затрубное пространство 7" х 9 5/8", подъем допускной колонны 7 ", подготовка к спуску ВСО на 5" НКТ, спуск ВСО на 5" НКТ на глубину 500 м			
26.08.08-28.08.08	2756,5	0	1,05	72
	Спуск ВСО на 5"НКТ на глубину 2667 м, подвеска хангера на колонную головку, подъем допускных 5 1/2" НКТ, демонтаж сборки превенторов и райзера высокого давления, монтаж фантанной арматуры, опрессовка ФА давлением 34 атм/ 5 мин, 345 атм/10 мин, подготовка к передвижке бурового комплекса с слота 6 на слот 16. 28/08/2008 в 11:00 законченно строительство скважины РВ-420			

11. Схема оборудования устья скважины ПБ-420 / Wellhead schematic PB-420 (CAMERON)



Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Лтд
Двуствольная фонтанная арматура для поглощающих скважин
4-1/16”x2-1/16” (101,6x52,4 мм) – 5000 PSI (351 кг/см^2)

12. Инклинометрия ствола скважины ПБ-420 / Angularity test PB-420

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
0.00	0.00	0.00	0.00	1.43	-8.90	0.00
95.00	0.00	0.00	95.00	1.43	-8.90	0.00
110.19	0.99	9.84	110.19	1.56	-8.88	1.96
125.16	1.92	2.80	125.15	1.94	-8.85	1.89
137.79	1.92	1.70	137.78	2.36	-8.83	0.09
144.96	1.86	352.56	144.94	2.60	-8.84	1.28
156.77	1.69	343.61	156.75	2.95	-8.92	0.82
178.15	1.89	315.75	178.12	3.51	-9.25	1.24
186.07	2.08	301.19	186.03	3.68	-9.47	2.03
196.11	2.17	295.97	196.07	3.85	-9.79	0.64
206.47	2.04	282.54	206.42	3.98	-10.15	1.47
216.17	2.85	279.51	216.11	4.06	-10.56	2.54
225.97	3.40	278.51	225.90	4.14	-11.08	1.69
236.09	4.43	274.15	235.99	4.21	-11.77	3.18
266.24	6.42	265.66	266.01	4.17	-14.61	2.13
296.22	9.82	266.99	295.68	3.91	-18.84	3.41
326.25	12.21	266.27	325.16	3.57	-24.56	2.39
340.97	12.78	270.63	339.53	3.48	-27.75	2.25
350.20	12.30	270.37	348.54	3.50	-29.75	1.57
359.99	12.91	272.31	358.09	3.55	-31.89	2.28
369.91	12.80	272.84	367.76	3.65	-34.09	0.49
380.08	12.97	272.50	377.68	3.76	-36.36	0.55
407.75	13.92	274.48	404.59	4.15	-42.78	1.14
434.91	14.97	272.44	430.89	4.56	-49.54	1.29
463.54	20.19	274.34	458.17	5.09	-58.16	5.50
491.01	21.19	276.12	483.87	5.98	-67.83	1.29
519.59	23.34	276.42	510.32	7.16	-78.59	2.26
548.14	26.57	276.13	536.20	8.47	-90.56	3.40
576.87	29.44	278.55	561.56	10.21	-103.94	3.22
605.85	30.71	279.01	586.64	12.43	-118.29	1.34

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
635.97	32.21	278.03	612.33	14.75	-133.84	1.58
665.15	34.71	278.28	636.68	17.04	-149.76	2.57
677.24	34.96	277.72	646.60	18.00	-156.60	1.01
722.94	34.98	280.54	684.05	22.15	-182.45	1.06
751.68	39.16	281.29	706.98	25.44	-199.46	4.39
780.47	42.49	279.25	728.76	28.78	-217.98	3.74
809.65	45.19	275.82	749.81	31.42	-238.01	3.70
838.85	47.65	271.73	769.94	32.79	-259.10	3.96
866.38	48.90	268.06	788.27	32.75	-279.64	3.28
895.16	50.26	265.47	806.93	31.51	-301.52	2.50
928.95	51.83	260.47	828.18	28.28	-327.58	3.72
940.17	52.83	258.52	835.04	26.66	-336.31	4.91
968.01	54.31	254.44	851.57	21.42	-358.08	3.88
996.99	55.66	250.31	868.21	14.23	-380.69	3.77
1025.73	55.82	245.08	884.39	5.22	-402.65	4.51
1054.57	58.87	239.70	899.96	-6.04	-424.14	5.68
1083.15	62.36	236.67	913.99	-19.18	-445.29	4.59
1112.45	61.78	236.17	927.71	-33.49	-466.86	0.75
1141.35	61.56	236.01	941.42	-47.69	-487.97	0.27
1169.95	61.61	237.21	955.03	-61.53	-508.97	1.11
1198.71	61.11	238.36	968.82	-74.99	-530.33	1.17
1226.64	61.13	238.27	982.31	-87.83	-551.14	0.09
1255.86	61.24	238.05	996.39	-101.34	-572.89	0.23
1284.71	61.10	237.74	1010.30	-114.77	-594.30	0.32
1313.14	61.19	237.42	1024.02	-128.12	-615.32	0.31
1341.27	61.17	238.55	1037.58	-141.18	-636.21	1.06
1369.95	61.19	238.52	1051.41	-154.30	-657.65	0.03
1400.01	61.31	238.12	1065.87	-168.14	-680.07	0.37
1427.93	61.26	237.94	1079.28	-181.11	-700.85	0.18
1456.60	61.10	237.69	1093.10	-194.49	-722.10	0.28
1485.45	61.31	237.73	1107.00	-207.99	-743.48	0.22
1514.66	61.03	238.51	1121.09	-221.51	-765.21	0.76
1542.93	61.08	239.44	1134.77	-234.26	-786.41	0.87
1572.33	61.40	239.13	1148.91	-247.42	-808.56	0.43
1601.44	61.16	239.11	1162.90	-260.52	-830.47	0.25
1630.13	61.33	238.73	1176.70	-273.51	-852.01	0.39
1658.54	61.19	238.48	1190.36	-286.48	-873.28	0.27
1687.55	61.14	238.40	1204.35	-299.79	-894.93	0.09
1715.82	61.22	238.28	1217.98	-312.79	-916.01	0.14

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
1744.99	61.06	237.96	1232.06	-326.28	-937.71	0.33
1773.61	61.29	237.83	1245.86	-339.60	-958.95	0.27
1801.32	61.13	237.80	1259.21	-352.54	-979.50	0.18
1830.29	61.26	237.68	1273.16	-366.09	-1000.97	0.17
1859.69	61.21	237.99	1287.31	-379.81	-1022.78	0.28
1887.72	61.06	238.77	1300.84	-392.68	-1043.69	0.75
1915.94	61.17	239.48	1314.48	-405.36	-1064.89	0.67
1945.54	61.28	239.16	1328.72	-418.60	-1087.21	0.31
1973.85	61.34	238.83	1342.32	-431.39	-1108.49	0.31
2002.18	61.15	238.89	1355.94	-444.23	-1129.75	0.21
2031.84	61.12	238.96	1370.26	-457.64	-1152.00	0.07
2060.38	61.19	238.53	1384.03	-470.61	-1173.37	0.40
2089.70	61.25	238.33	1398.15	-484.07	-1195.26	0.19
2118.19	60.94	237.29	1411.92	-497.35	-1216.37	1.01
2147.08	58.70	235.92	1426.44	-511.09	-1237.22	2.63
2175.79	56.17	235.44	1441.89	-524.73	-1257.20	2.68
2204.43	53.84	235.08	1458.32	-538.10	-1276.48	2.46
2233.26	51.93	234.60	1475.71	-551.34	-1295.28	2.03
2261.86	49.37	234.32	1493.85	-564.19	-1313.27	2.69
2290.03	46.98	233.91	1512.63	-576.49	-1330.28	2.57
2318.87	44.74	233.76	1532.71	-588.71	-1346.99	2.33
2346.87	41.88	233.33	1553.09	-600.12	-1362.44	3.08
2375.59	39.20	233.73	1574.91	-611.21	-1377.45	2.81
2404.15	36.50	234.31	1597.46	-621.51	-1391.62	2.86
2433.22	33.71	235.65	1621.24	-631.11	-1405.31	2.99
2461.61	31.27	236.40	1645.18	-639.63	-1417.95	2.61
2490.99	28.54	236.25	1670.65	-647.75	-1430.14	2.79
2520.03	26.30	236.70	1696.43	-655.14	-1441.29	2.32
2548.56	24.21	236.32	1722.23	-661.85	-1451.44	2.20
2577.43	21.61	236.45	1748.82	-668.08	-1460.80	2.70
2606.15	19.48	236.25	1775.71	-673.66	-1469.19	2.23
2634.96	17.19	235.48	1803.06	-678.74	-1476.69	2.40
2663.32	14.45	235.39	1830.34	-683.13	-1483.06	2.90
2692.37	11.75	234.65	1858.63	-686.90	-1488.45	2.79
2720.32	9.68	235.41	1886.09	-689.88	-1492.71	2.23
2735.39	9.74	234.66	1900.95	-691.34	-1494.79	0.28
2756.50	9.70	234.30	1921.75	-693.41	-1497.69	0.10

13. Мера 473,1-мм обсадной колонны / 18 5/8 casing tally

Размер	**18-5/8"**	**473,1 мм**	**Дата**	**21 июня 2008 года**	
Резьба	**BIG OMEGA**		**Внутренний диаметр**	**448,43**	**мм**
Вес 1 фута	**96,5 lb/ft**	**143,6 кг/м**	**Глубина спуска**	**699.13**	**метров**
Сталь	**X-56**		**Суммарная длинна колонны**	**666,17**	**метров**
Момент Мин	**16,500 lbs ft**	**2281 кг/м**	**Забой**	**704**	**метров**
Момент Сред	**18,500 lbs ft**	**2558 кг/м**	**Зумпф**	**4.87**	**метров**
Момент Макс	**20,350 lbs ft**	**2813 кг/м**			

Порядок спуска	Длина трубы, м	Нарастающая длина, м	Центраторы	Примечание
Башмак	1.315	1.315		18 5/8" Стабилизатор на башмаке
Башмачный патрубок	13.050	14.365	1 пруж.центратор на 3 м выше башмака, поверх стоп-кольца	Baker Lock BOX
58	13.002	27.367		Baker Lock PIN
57	0.000	27.367		Do Not Run (OUT)
56	13.009	40.377	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
55	0.000	40.377		Do Not Run (OUT)
54	13.009	53.386	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
53	13.009	66.396		
52	0.000	66.396		Do Not Run (OUT)
51	12.853	79.249	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
50	0.000	79.249		Do Not Run (OUT)
49	13.002	92.251		
48	13.008	105.260	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
47	13.011	118.271		
46	13.001	131.273	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
45	13.008	144.281		
44	13.004	157.285	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
43	13.004	170.290		
42	13.010	183.300	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
41	13.005	196.305		
40	13.008	209.314	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру

Порядок спуска	Длина трубы, м	Нарастающая длина, м	Центраторы	Примечание
				трубы
39	13.003	222.317		
38	13.007	235.325	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
37	13.009	248.334		
36	13.007	261.341	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
35	0.000	261.341		Do Not Run (OUT)
34	13.009	274.351		
33	13.012	287.363	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
32	0.000	287.363		Do Not Run (OUT)
31	13.003	300.367		
30	13.010	313.377	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
29	13.005	326.382		
28	13.004	339.387	1 пруж.центратор	Over Stop Collar Mid Joint
27	13.005	352.392		
26	13.006	365.399	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
25	13.004	378.403		
24	13.006	391.409	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
23	13.012	404.422		
22	13.007	417.429	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
21	13.005	430.435		
20	0.000	430.435		Do Not Run (OUT)
19	13.008	443.443	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
18	13.007	456.450		
17	13.010	469.461	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
16	13.005	482.466		
15	13.011	495.477	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
14	13.008	508.486		
13	13.000	521.486	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
12	12.836	534.323		
11	13.005	547.328	1 пруж.центратор	Стоп-кольцо по центру трубы
10	13.008	560.336		
9	13.011	573.348	1 пруж.центратор	Установка цементировочной манжеты конуса – 1 м выше централизатора между стоп-кольцами

Порядок спуска	Длина трубы, м	Нарастающая длина, м	Центраторы	Примечание
8	12.947	586.295		
7	12.941	599.237	1 пруж.центратор	
6	12.865	612.102		
5	13.004	625.106	1 пруж.центратор	Установка цементировочной манжеты конуса – 1 м выше централизатора между стоп-кольцами
4	13.008	638.115		
3	13.003	651.118	1 пруж.центратор	
2	13.006	664.125	1 пруж.центратор поверх соединения	
1	0.000	664.125		Do Not Run (OUT)
Переводник ниже оборудования устья скважины	2.049	666.174		<== H.O.P
	666.174		Высота подвески колонны => 32.96 m ниже стола ротора	
Компановка для посадки подвески в колонную головку				
Оборудо-вание устья скважины	1.717	667.891		Compact Well Head Housing
Спускное устройство	3.127	671.018		Running Jt for WHH (L.H. Thrd.)
Патрубок А	3.194	674.212		18 5/8", BO IS-NA, Патрубок
Патрубок С	5.946	680.158		18 5/8", BO IS-NA, Патрубок
Посадочный патрубок# 57	12.697	692.855		18 5/8" BO IS-NA, трубное соединение
Низ QBOS "A"	5.219	698.074		Быстросъемный патрубок (Cameron)
Верх переводника Камерон "A"	4.130	702.204		
	36.030			

14. Мера 339,7-мм обсадной колонны / 13 3/8 casing tally

Размер	**13-3/8"**	**339,7 мм**	**Дата**	**7 августа 2008 года**	
Резьба	**VAM TOP**		**Внутренний диаметр**	**315,3**	**мм**
Вес 1 фута	**68 lb/ft**	**101,2 кг/м**	**Глубина спуска**	**1441,19**	**метров**
Сталь	**X-56**		**Суммарная длинна колонны**	**1408,42**	**метров**
Момент Мин	**20850 lbs ft**	**2883 кг/м**	**Забой**	**1445**	**метров**
Момент Сред	**23150 lbs ft**	**3200 кг/м**	**Зумпф**	**3,81**	**метров**
Момент Макс	**25450 lbs ft**	**3518 кг/м**			

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нарастающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружинного центратора
	м	м	м	м	м	
	Башмак	0.640	0.640	1440.552	1441.192	
1	Башмач-ный патрубок	12.800	13.440	1427.752	1440.552	1 жесткий центратор
2	121	11.110	24.550	1416.642	1427.752	1 пружинный центратор
	Обратный клапан	0.615	25.165	1416.027	1416.642	
3	Float Collar Joint # 1	12.850	38.015	1403.177	1416.027	1 жесткий центратор
4	119	12.825	50.841	1390.352	1403.177	1 пружинный центратор
5	118	12.555	63.396	1377.797	1390.352	1 пружинный центратор
6	117	12.805	76.201	1364.991	1377.797	1 пружинный центратор
7	116	12.815	89.017	1352.176	1364.991	
8	115	12.840	101.857	1339.336	1352.176	1 пружинный центратор
9	114	12.835	114.692	1326.500	1339.336	1 пружинный центратор
10	113	12.815	127.507	1313.685	1326.500	
11	112	12.835	140.343	1300.850	1313.685	1 пружинный центратор
12	111	12.795	153.138	1288.054	1300.850	1 пружинный центратор
13	110	12.775	165.913	1275.279	1288.054	
14	109	12.835	178.749	1262.444	1275.279	1 пружинный центратор
15	108	12.665	191.414	1249.779	1262.444	1 пружинный центратор
16	107	12.590	204.004	1237.188	1249.779	
17	106	12.845	216.850	1224.343	1237.188	1 пружинный центратор
18	105	12.545	229.395	1211.798	1224.343	1 пружинный центратор
19	104	12.835	242.230	1198.962	1211.798	
20	103	12.840	255.070	1186.122	1198.962	1 пружинный центратор
21	102	12.590	267.661	1173.532	1186.122	1 пружинный центратор

22	101	12.830	280.491	1160.701	1173.532	
23	100	12.785	293.276	1147.916	1160.701	1 пружинный центратор
24	98	12.820	306.097	1135.096	1147.916	1 пружинный центратор
25	99	12.835	318.932	1122.261	1135.096	
26	97	12.835	331.767	1109.425	1122.261	1 пружинный центратор
27	96	12.740	344.508	1096.685	1109.425	1 пружинный центратор
28	95	12.585	357.093	1084.100	1096.685	
29	94	12.695	369.788	1071.404	1084.100	1 пружинный центратор
30	93	12.635	382.423	1058.769	1071.404	1 пружинный центратор
31	92	12.845	395.269	1045.924	1058.769	
32	91	12.435	407.704	1033.488	1045.924	1 пружинный центратор
33	90	12.635	420.339	1020.853	1033.488	1 пружинный центратор
34	89	12.665	433.005	1008.188	1020.853	
35	88	12.830	445.835	995.357	1008.188	1 пружинный центратор
36	87	12.840	458.675	982.517	995.357	1 пружинный центратор
37	86	12.835	471.511	969.682	982.517	
38	85	12.845	484.356	956.837	969.682	1 пружинный центратор
39	84	12.845	497.201	943.991	956.837	1 пружинный центратор
40	83	12.840	510.041	931.151	943.991	
41	82	12.795	522.837	918.356	931.151	1 пружинный центратор
42	81	12.835	535.672	905.520	918.356	1 пружинный центратор
43	80	12.835	548.507	892.685	905.520	
44	79	12.825	561.333	879.860	892.685	1 пружинный центратор
45	78	12.815	574.148	867.044	879.860	1 пружинный центратор
46	77	12.775	586.923	854.269	867.044	
47	76	12.835	599.759	841.434	854.269	1 пружинный центратор
48	75	12.760	612.519	828.674	841.434	1 пружинный центратор
49	74	12.830	625.349	815.843	828.674	
50	73	12.805	638.154	803.038	815.843	1 пружинный центратор
51	72	12.840	650.995	790.198	803.038	1 пружинный центратор
52	71	12.840	663.835	777.357	790.198	
53	70	12.845	676.680	764.512	777.357	1 пружинный центратор
54	69	12.815	689.496	751.697	764.512	1 пружинный центратор
55	68	12.825	702.321	738.872	751.697	
56	67	12.830	715.151	726.041	738.872	1 пружинный центратор
57	66	12.805	727.957	713.236	726.041	1 пружинный центратор
58	65	12.770	740.727	700.466	713.236	
59	64	12.845	753.572	687.620	700.466	1 пружинный центратор
60	63	12.835	766.407	674.785	687.620	1 пружинный центратор
61	62	12.840	779.248	661.945	674.785	
62	61	12.785	792.033	649.159	661.945	1 пружинный центратор
63	60	12.845	804.878	636.314	649.159	1 пружинный центратор
64	59	12.845	817.724	623.469	636.314	

65	58	12.210	829.934	611.259	623.469	1 пружинный центратор
66	57	12.845	842.779	598.413	611.259	1 пружинный центратор
67	56	12.700	855.479	585.713	598.413	
68	55	12.845	868.325	572.868	585.713	1 пружинный центратор
69	54	12.785	881.110	560.082	572.868	1 пружинный центратор
70	53	12.845	893.955	547.237	560.082	
71	52	12.795	906.751	534.442	547.237	1 пружинный центратор
72	51	12.790	919.541	521.651	534.442	1 пружинный центратор
73	50	12.840	932.381	508.811	521.651	
74	49	12.845	945.227	495.966	508.811	1 пружинный центратор
75	48	12.830	958.057	483.136	495.966	1 пружинный центратор
76	47	12.845	970.902	470.290	483.136	
77	46	12.835	983.737	457.455	470.290	1 пружинный центратор
78	45	12.835	996.573	444.620	457.455	1 пружинный центратор
79	44	12.805	1009.378	431.814	444.620	
80	43	12.810	1022.188	419.004	431.814	1 пружинный центратор
81	42	12.830	1035.019	406.174	419.004	1 пружинный центратор
82	41	12.625	1047.644	393.548	406.174	
83	40	12.840	1060.484	380.708	393.548	1 пружинный центратор
84	39	12.830	1073.315	367.878	380.708	1 пружинный центратор
85	38	12.825	1086.140	355.053	367.878	
86	37	12.840	1098.980	342.212	355.053	1 пружинный центратор
87	36	12.845	1111.826	329.367	342.212	1 пружинный центратор
88	35	12.840	1124.666	316.527	329.367	
89	34	12.830	1137.496	303.696	316.527	1 пружинный центратор
90	33	12.785	1150.281	290.911	303.696	1 пружинный центратор
91	32	12.835	1163.117	278.076	290.911	
92	31	12.745	1175.862	265.330	278.076	1 пружинный центратор
93	30	12.810	1188.672	252.520	265.330	1 пружинный центратор
94	29	12.840	1201.513	239.680	252.520	
95	28	12.835	1214.348	226.845	239.680	1 пружинный центратор
96	27	12.835	1227.183	214.009	226.845	1 пружинный центратор
97	26	12.795	1239.979	201.214	214.009	
98	25	12.625	1252.604	188.589	201.214	1 пружинный центратор
99	24	12.840	1265.444	175.748	188.589	1 пружинный центратор
100	23	12.785	1278.229	162.963	175.748	
101	22	12.800	1291.030	150.163	162.963	1 пружинный центратор
102	21	12.775	1303.805	137.387	150.163	1 пружинный центратор
103	20	12.840	1316.645	124.547	137.387	
104	19	12.840	1329.486	111.707	124.547	1 пружинный центратор
	18	0.000	1329.486	111.707	111.707	
105	17	12.840	1342.326	98.867	111.707	1 пружинный центратор
106	16	12.835	1355.161	86.031	98.867	

107	15	12.830	1367.992	73.201	86.031	1 пружинный центратор	
108	14	12.845	1380.837	60.356	73.201	1 пружинный центратор	
109	13	12.840	1393.677	47.515	60.356		
110	12	12.770	1406.447	34.745	47.515		
	Патрубок ниже подвески	1.975	1408.422	32.770	34.745	Глубина подвески	
	Компановка для спуска						
	Подвеска	0.205	1408.627	32.565	32.770	<= НОР	
	Спускное устрой-ство	4.475	1413.102	28.090	32.565		
	Патрубок #1	3.945	1417.047	24.145	28.090		
111	11	12.765	1429.813	11.380	24.145		
112	18	12.420	1442.233	-1.041	11.380		

15. Мера 244,5-мм обсадной колонны / 9 5/8 casing tally

Размер	9.625''	245 мм	Дата	15 августа 2008 года	
Резьба	Vam Top		Внутренний диаметр	220,5	мм
Вес 1 п. Фута	47 lb/ft,	69.9 кг/м	Глубина спуска	2752,07	метров
Сталь	L-80		Общ. длинна колонны	2719,90	метров
Момент Мин	14,400 lbs ft	1990 кг/м	Забой	2756,5	метров
Момент Оптим	15,900 lbs ft	2142 кг/м	Зумпф	4,43	метров
Момент Макс	17,400 lbs ft	2405 кг/м			

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
	Башмак	0.572	0.57	2751.51	2752.08		
1	Башмачное соединение	12.782	13.35	2738.73	2751.51	1 центратор	
2	241	12.470	25.82	2726.26	2738.73	1 центратор	1 м выше муфты
	Обратный клапан	0.468	26.29	2725.79	2726.26		
3	Обр.клапан с соед-ем	12.770	39.06	2713.02	2725.79	1 центратор	
4	240	12.762	51.82	2700.26	2713.02	1 центратор	1 м выше муфты
5	239	12.843	64.67	2687.41	2700.26	1 центратор	1 м выше муфты
6	238	12.844	77.51	2674.57	2687.41		
7	237	12.844	90.36	2661.72	2674.57		
8	236	12.686	103.04	2649.04	2661.72		
9	235	12.725	115.77	2636.31	2649.04		
10	234	12.824	128.59	2623.49	2636.31		
11	233	12.761	141.35	2610.73	2623.49		
12	232	12.838	154.19	2597.89	2610.73		
13	231	12.775	166.96	2585.12	2597.89		
14	230	12.458	179.42	2572.66	2585.12		
15	229	12.838	192.26	2559.82	2572.66		
16	228	12.688	204.95	2547.13	2559.82		

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
17	227	12.813	217.76	2534.32	2547.13	1 центратор	1 м выше муфты
18	226	12.836	230.60	2521.48	2534.32		
19	225	12.686	243.28	2508.80	2521.48	1 центратор	1 м выше муфты
20	224	12.701	255.98	2496.09	2508.80		
21	223	12.844	268.83	2483.25	2496.09	1 центратор	1 м выше муфты
22	222	12.733	281.56	2470.52	2483.25	1 центратор	1 м выше муфты
23	221	12.843	294.40	2457.67	2470.52		
24	220	12.824	307.23	2444.85	2457.67	1 центратор	1 м выше муфты
25	219	12.844	320.07	2432.01	2444.85		
26	218	12.845	332.92	2419.16	2432.01	1 центратор	1 м выше муфты
27	217	12.701	345.62	2406.46	2419.16	1 центратор	1 м выше муфты
28	216	12.825	358.44	2393.64	2406.46		
29	215	12.826	371.27	2380.81	2393.64	1 центратор	1 м выше муфты
30	214	12.845	384.12	2367.96	2380.81		
31	213	12.456	396.57	2355.51	2367.96	1 центратор	1 м выше муфты
32	212	12.748	409.32	2342.76	2355.51	1 центратор	1 м выше муфты
33	211	12.840	422.16	2329.92	2342.76		
34	210	12.841	435.00	2317.08	2329.92	1 центратор	1 м выше муфты
35	209	12.842	447.84	2304.24	2317.08		
36	208	12.783	460.63	2291.45	2304.24	1 центратор	1 м выше муфты
37	207	12.842	473.47	2278.61	2291.45	1 центратор	1 м выше муфты
38	206	12.807	486.27	2265.81	2278.61		
39	205	12.833	499.11	2252.97	2265.81	1 центратор	1 м выше муфты
40	204	12.785	511.89	2240.19	2252.97		
41	203	12.670	524.56	2227.52	2240.19	1 центратор	1 м выше муфты

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
42	202	12.683	537.25	2214.83	2227.52	1 центратор	1 м выше муфты
43	201	12.842	550.09	2201.99	2214.83	1 центратор	1 м выше муфты
44	200	12.757	562.84	2189.23	2201.99		
45	199	12.439	575.28	2176.80	2189.23	1 центратор	1 м выше муфты
46	198	12.684	587.97	2164.11	2176.80	1 центратор	1 м выше муфты
47	197	12.824	600.79	2151.29	2164.11	1 центратор	1 м выше муфты
48	196	12.811	613.60	2138.48	2151.29	1 центратор	1 м выше муфты
49	195	12.843	626.45	2125.63	2138.48		
50	194	12.808	639.25	2112.83	2125.63	1 центратор	1 м выше муфты
51	193	12.807	652.06	2100.02	2112.83	1 центратор	1 м выше муфты
52	192	12.810	664.87	2087.21	2100.02	1 центратор	1 м выше муфты
53	191	12.841	677.71	2074.37	2087.21	1 центратор	1 м выше муфты
54	190	12.773	690.49	2061.59	2074.37		
55	189	12.843	703.33	2048.75	2061.59	1 центратор	1 м выше муфты
56	188	12.843	716.17	2035.91	2048.75	1 центратор	1 м выше муфты
57	187	12.840	729.01	2023.07	2035.91	1 центратор	1 м выше муфты
58	186	12.843	741.85	2010.23	2023.07		
59	185	12.785	754.64	1997.44	2010.23	1 центратор	1 м выше муфты
60	184	12.839	767.48	1984.60	1997.44		
61	183	12.841	780.32	1971.76	1984.60	1 центратор	1 м выше муфты
62	182	12.759	793.08	1959.00	1971.76	1 центратор	1 м выше муфты
63	181	12.698	805.78	1946.30	1959.00		
64	180	12.734	818.51	1933.57	1946.30	1 центратор	1 м выше муфты
65	179	12.835	831.35	1920.73	1933.57		

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
66	178	12.842	844.19	1907.89	1920.73	1 центратор	1 м выше муфты
67	177	12.372	856.56	1895.52	1907.89	1 центратор	1 м выше муфты
68	176	12.556	869.12	1882.96	1895.52		
69	175	12.841	881.96	1870.12	1882.96	1 центратор	1 м выше муфты
70	174	12.760	894.72	1857.36	1870.12		
71	173	12.681	907.40	1844.68	1857.36	1 центратор	1 м выше муфты
72	172	12.772	920.17	1831.91	1844.68	1 центратор	1 м выше муфты
73	171	12.842	933.01	1819.07	1831.91		
74	170	12.732	945.74	1806.34	1819.07	1 центратор	1 м выше муфты
75	169	12.841	958.58	1793.49	1806.34		
76	168	12.841	971.43	1780.65	1793.49	1 центратор	1 м выше муфты
77	167	12.808	984.23	1767.85	1780.65	1 центратор	1 м выше муфты
78	166	12.842	997.08	1755.00	1767.85	1 центратор	1 м выше муфты
79	165	12.820	1009.90	1742.18	1755.00		
80	164	12.842	1022.74	1729.34	1742.18	1 центратор	1 м выше муфты
81	163	12.794	1035.53	1716.55	1729.34	1 центратор	1 м выше муфты
82	162	12.746	1048.28	1703.80	1716.55		
83	161	12.770	1061.05	1691.03	1703.80		
84	160	12.760	1073.81	1678.27	1691.03		
85	159	12.798	1086.61	1665.47	1678.27		
86	158	12.732	1099.34	1652.74	1665.47		
87	157	12.810	1112.15	1639.93	1652.74		
88	156	12.707	1124.86	1627.22	1639.93		
89	155	12.810	1137.67	1614.41	1627.22		
90	154	12.834	1150.50	1601.58	1614.41		
91	153	12.806	1163.31	1588.77	1601.58		

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
92	152	12.834	1176.14	1575.94	1588.77		
93	151	12.709	1188.85	1563.23	1575.94		
94	150	12.845	1201.69	1550.39	1563.23		
95	149	12.841	1214.53	1537.54	1550.39		
96	148	12.806	1227.34	1524.74	1537.54		
97	147	12.755	1240.10	1511.98	1524.74		
98	146	12.840	1252.94	1499.14	1511.98		
99	145	12.733	1265.67	1486.41	1499.14		
100	144	12.841	1278.51	1473.57	1486.41		
101	143	12.842	1291.35	1460.73	1473.57		
102	142	12.796	1304.15	1447.93	1460.73		
103	141	12.781	1316.93	1435.15	1447.93		
104	140	12.747	1329.68	1422.40	1435.15		
105	139	12.556	1342.23	1409.85	1422.40		
106	138	12.255	1354.49	1397.59	1409.85		
107	137	12.840	1367.33	1384.75	1397.59		
108	136	12.431	1379.76	1372.32	1384.75		
109	135	12.597	1392.36	1359.72	1372.32		
110	134	12.514	1404.87	1347.21	1359.72		
111	133	11.952	1416.82	1335.26	1347.21		
112	132	12.797	1429.62	1322.46	1335.26		
113	131	12.757	1442.38	1309.70	1322.46		
114	130	12.848	1455.22	1296.86	1309.70		
115	129	12.778	1468.00	1284.08	1296.86		
116	128	12.814	1480.82	1271.26	1284.08		
117	127	12.847	1493.66	1258.42	1271.26		
118	126	12.815	1506.48	1245.60	1258.42		

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
119	125	12.791	1519.27	1232.81	1245.60		
120	124	12.786	1532.05	1220.02	1232.81		
121	123	12.815	1544.87	1207.21	1220.02	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
122	122	12.798	1557.67	1194.41	1207.21		
123	121	12.663	1570.33	1181.75	1194.41	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
124	120	12.848	1583.18	1168.90	1181.75		
125	119	12.688	1595.87	1156.21	1168.90	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
126	118	12.842	1608.71	1143.37	1156.21	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
127	117	12.765	1621.47	1130.61	1143.37		
128	116	12.846	1634.32	1117.76	1130.61	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
129	115	12.838	1647.16	1104.92	1117.76		
130	114	12.533	1659.69	1092.39	1104.92	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
131	113	12.847	1672.54	1079.54	1092.39	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
132	112	12.740	1685.28	1066.80	1079.54		
133	111	12.788	1698.07	1054.01	1066.80	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
134	110	12.788	1710.85	1041.23	1054.01		
135	109	12.844	1723.70	1028.38	1041.23	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
136	108	12.838	1736.54	1015.54	1028.38	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
137	107	12.802	1749.34	1002.74	1015.54		
138	106	12.847	1762.19	989.89	1002.74	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
139	105	12.713	1774.90	977.18	989.89		
140	104	12.825	1787.72	964.36	977.18	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
141	103	12.694	1800.42	951.66	964.36	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
142	102	12.845	1813.26	938.82	951.66		
143	101	12.596	1825.86	926.22	938.82	1 жестк.центр.	1 м выше муфты

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
144	100	12.843	1838.70	913.38	926.22		
145	99	12.757	1851.46	900.62	913.38	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
146	98	12.392	1863.85	888.23	900.62	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
147	97	12.762	1876.61	875.47	888.23		
148	96	12.843	1889.46	862.62	875.47	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
149	95	12.762	1902.22	849.86	862.62		
150	94	12.648	1914.87	837.21	849.86	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
151	93	12.775	1927.64	824.44	837.21	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
152	92	12.745	1940.39	811.69	824.44		
153	91	12.813	1953.20	798.88	811.69	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
154	90	12.825	1966.02	786.06	798.88		
155	89	12.434	1978.46	773.62	786.06	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
156	88	12.748	1991.21	760.87	773.62	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
157	87	12.703	2003.91	748.17	760.87	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
158	86	12.787	2016.70	735.38	748.17		
159	85	12.763	2029.46	722.62	735.38	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
160	84	12.798	2042.26	709.82	722.62	1 жестк.центр.	1 м выше муфты
161	83	12.775	2055.03	697.05	709.82		
162	82	12.348	2067.38	684.70	697.05		
163	81	12.519	2079.90	672.18	684.70		
164	80	12.770	2092.67	659.41	672.18		
165	79	12.808	2105.48	646.60	659.41		
166	78	12.809	2118.29	633.79	646.60		
167	77	12.784	2131.07	621.01	633.79		
168	76	12.800	2143.87	608.21	621.01		
169	75	12.783	2156.65	595.43	608.21		

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
170	74	12.783	2169.44	582.64	595.43		
171	73	12.758	2182.19	569.88	582.64		
172	72	12.785	2194.98	557.10	569.88		
173	71	12.786	2207.77	544.31	557.10		
174	70	12.809	2220.57	531.50	544.31		
175	69	12.708	2233.28	518.80	531.50		
176	68	12.842	2246.12	505.95	518.80		
177	67	12.784	2258.91	493.17	505.95		
178	66	12.809	2271.72	480.36	493.17		
179	65	12.845	2284.56	467.52	480.36		
180	64	12.843	2297.41	454.67	467.52		
181	63	12.810	2310.22	441.86	454.67		
182	62	12.784	2323.00	429.08	441.86		
183	61	12.735	2335.74	416.34	429.08		
184	60	12.759	2348.49	403.59	416.34		
185	59	12.841	2361.34	390.74	403.59		
186	58	12.492	2373.83	378.25	390.74		
187	57	12.762	2386.59	365.49	378.25		
188	56	12.492	2399.08	353.00	365.49		
189	55	12.710	2411.79	340.29	353.00		
190	54	12.841	2424.63	327.45	340.29		
191	53	12.842	2437.47	314.60	327.45		
192	52	12.810	2450.28	301.79	314.60		
193	51	12.842	2463.13	288.95	301.79		
194	50	12.840	2475.97	276.11	288.95		
195	49	12.429	2488.40	263.68	276.11		
196	48	12.733	2501.13	250.95	263.68		

Поря-док спуска	Номер на трубе	Длина трубы с муфтой	Нара-стающая труба	Глубина верхней части трубы	Глубина нижней части трубы	Место установки пружин-ного центра-тора	Примеча-ние
	м	м	м				
197	47	12.745	2513.87	238.21	250.95		
198	46	12.833	2526.71	225.37	238.21		
199	45	12.841	2539.55	212.53	225.37		
200	44	12.844	2552.39	199.69	212.53		
201	43	12.784	2565.18	186.90	199.69		
202	42	12.694	2577.87	174.21	186.90		
203	41	12.809	2590.68	161.40	174.21		
204	40	12.248	2602.93	149.15	161.40		
205	39	12.843	2615.77	136.31	149.15		
206	38	12.671	2628.44	123.64	136.31		
207	37	12.844	2641.29	110.79	123.64		
208	36	12.842	2654.13	97.95	110.79		
209	35	12.824	2666.95	85.13	97.95		
210	34	12.810	2679.76	72.32	85.13		
211	33	12.774	2692.54	59.54	72.32		
212	32	12.345	2704.88	47.20	59.54		
213	30	12.756	2717.64	34.44	47.20		
	Патрубок ниде подвески	2.193	2719.83	32.25	34.44		
				H.O.P		9 5/8" Csg высота подвески => 32.25 m BRT	
	Компоновка для спуска						
	Подвеска	0.073	2719.902	32.177	32.250		
	Спускное устройство	4.240	2724.142	27.937	32.177		
	Патрубок A	3.828	2727.970	24.109	27.937		
214	11	12.368	2740.338	11.741	24.109		
215	10	12.822	2753.161	-1.081	11.741		

16. Мера 178 -мм НКТ

					Дата: 22 августа 2008 г.
Условный диаметр	7"	177,8 мм			
Вес 1п.фута	26 lb/ft	38,6 кг/м	Внутренний диаметр	159,7	мм
Сталь	L-80				
Резьба:	VAM TOP HC		Глубина низа НКТ	1868,02	метров

Сборка	Описание	Длинна, м	Глубина, м	Низ, м	Верх, м
	Глубинный манометр на карот. кабеле	0.356	0.36	1868.02	1867.67
PAB 7" Подвеска 01	НКТ 7" 26Lb/ft L80 Vam Top HC	12.618	12.97	1867.67	1855.05
	Патрубок 7" 26Lb/ft L80 HC Vam	3.220	16.07	1855.05	1851.95
PAB-5.875-AF-01	Baker 5.875" Посадочный ниппель 7" 26Lb/ft L80 Vam Top HC	0.670	16.74	1851.95	1851.28
	Патрубок 7" 26Lb/ft L80 HC Vam Top	3.100	19.84	1851.28	1848.18
Соед-е НКТ	НКТ 7" 26Lb/ft Vam Top HC	12.686	32.41	1848.18	1835.62
	Патрубок 7" 26Lb/ft L80 HC Vam Top	3.220	35.51	1835.62	1832.52
PAB-CRI-PKR-01	Baker SB-3 Гидравлический продукционный пакер 9.625" x 7", VAM TOP HC	1.430	36.94	1832.52	1831.09
	Патрубок 7" 26Lb/ft L80 HC Vam Top	3.100	40.04	1831.09	1827.99
	НКТ 177.8 мм - 7" 26Lb/ft Vam Top HC (ENL)	12.686	52.60	1827.99	1815.42
	J НКТ 177.8 мм - 7" 26Lb/ft Vam Top HC (ENL)	12.321	64.80	1815.42	1803.22
	НКТ 177.8 мм - 7" 26Lb/ft Vam Top HC (ENL)	12.634	77.31	1803.22	1790.71
	НКТ 177.8 мм - 7" 26Lb/ft Vam Top HC (ENL)	12.673	89.86	1790.71	1778.16
	НКТ 177.8 мм (7" 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	102.45	1778.16	1765.58

	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.569**	**114.89**	**1765.58**	**1753.13**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.699**	**127.47**	**1753.13**	**1740.55**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.702**	**140.05**	**1740.55**	**1727.97**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.701**	**152.63**	**1727.97**	**1715.39**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.699**	**165.21**	**1715.39**	**1702.82**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.698**	**177.79**	**1702.82**	**1690.24**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.698**	**190.36**	**1690.24**	**1677.66**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.698**	**202.94**	**1677.66**	**1665.09**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.703**	**215.52**	**1665.09**	**1652.50**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.700**	**228.10**	**1652.50**	**1639.93**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.704**	**240.68**	**1639.93**	**1627.34**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.697**	**253.26**	**1627.34**	**1614.77**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.701**	**265.84**	**1614.77**	**1602.19**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.699**	**278.42**	**1602.19**	**1589.61**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.693**	**290.99**	**1589.61**	**1577.04**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.631**	**303.50**	**1577.04**	**1564.53**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.702**	**316.08**	**1564.53**	**1551.95**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.701**	**328.66**	**1551.95**	**1539.37**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.704**	**341.24**	**1539.37**	**1526.79**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.691**	**353.81**	**1526.79**	**1514.22**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.697**	**366.39**	**1514.22**	**1501.64**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.696**	**378.96**	**1501.64**	**1489.06**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.542**	**391.38**	**1489.06**	**1476.64**
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	**12.708**	**403.97**	**1476.64**	**1464.06**

	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.701	416.55	1464.06	1451.48
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.699	429.12	1451.48	1438.90
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.406	441.41	1438.90	1426.62
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.695	453.98	1426.62	1414.04
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.700	466.56	1414.04	1401.46
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.701	479.14	1401.46	1388.88
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.705	491.73	1388.88	1376.30
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.693	504.30	1376.30	1363.73
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.664	516.84	1363.73	1351.19
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.704	529.42	1351.19	1338.60
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.697	542.00	1338.60	1326.03
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)		542.00	1326.03	1326.03
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.560	554.44	1326.03	1313.59
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.591	566.91	1313.59	1301.12
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.700	579.49	1301.12	1288.54
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.705	592.07	1288.54	1275.96
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.706	604.65	1275.96	1263.37
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.703	617.24	1263.37	1250.79
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.703	629.82	1250.79	1238.21
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.695	642.39	1238.21	1225.63
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	654.97	1225.63	1213.06
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.701	667.55	1213.06	1200.48
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.552	679.98	1200.48	1188.05
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	692.56	1188.05	1175.47

	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.693	705.13	1175.47	1162.90
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.699	717.71	1162.90	1150.32
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.693	730.28	1150.32	1137.75
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.701	742.86	1137.75	1125.17
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.668	755.40	1125.17	1112.62
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	767.98	1112.62	1100.05
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.695	780.55	1100.05	1087.47
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.692	793.12	1087.47	1074.90
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.674	805.68	1074.90	1062.35
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.704	818.26	1062.35	1049.77
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.695	830.83	1049.77	1037.19
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.495	843.21	1037.19	1024.82
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.538	855.62	1024.82	1012.40
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.708	868.21	1012.40	999.82
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.704	880.79	999.82	987.23
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	893.37	987.23	974.65
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.692	905.94	974.65	962.08
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.699	918.52	962.08	949.50
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.495	930.89	949.50	937.13
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.552	943.33	937.13	924.70
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.698	955.90	924.70	912.12
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	968.48	912.12	899.54
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.703	981.06	899.54	886.96
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.697	993.64	886.96	874.38

	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.695	1006.21	874.38	861.81
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1018.79	861.81	849.24
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.699	1031.37	849.24	836.66
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1043.94	836.66	824.08
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.697	1056.52	824.08	811.51
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.678	1069.07	811.51	798.95
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	1081.65	798.95	786.37
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.698	1094.23	786.37	773.79
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.563	1106.67	773.79	761.35
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.704	1119.26	761.35	748.77
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.700	1131.83	748.77	736.19
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.699	1144.41	736.19	723.61
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1156.99	723.61	711.04
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.693	1169.56	711.04	698.47
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.704	1182.14	698.47	685.88
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	1194.72	685.88	673.30
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.698	1207.30	673.30	660.73
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1219.87	660.73	648.15
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)		1219.87	648.15	648.15
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.691	1232.44	648.15	635.58
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1245.02	635.58	623.01
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1257.59	623.01	610.43
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.700	1270.17	610.43	597.85
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.693	1282.74	597.85	585.28

	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.694	1295.32	585.28	572.71
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.559	1307.75	572.71	560.27
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.704	1320.34	560.27	547.69
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.670	1332.88	547.69	535.14
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.695	1345.46	535.14	522.57
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.705	1358.04	522.57	509.98
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.705	1370.63	509.98	497.40
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1383.20	497.40	484.82
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1395.77	484.82	472.25
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.700	1408.35	472.25	459.67
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1420.93	459.67	447.10
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1433.50	447.10	434.52
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1446.08	434.52	421.95
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.697	1458.65	421.95	409.37
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.698	1471.23	409.37	396.80
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.245	1483.35	396.80	384.67
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.699	1495.93	384.67	372.09
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.697	1508.51	372.09	359.52
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.695	1521.08	359.52	346.94
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.281	1533.24	346.94	334.78
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.618	1545.74	334.78	322.29
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	1558.32	322.29	309.71
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.706	1570.90	309.71	297.12
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	1583.48	297.12	284.54

	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.707	1596.07	284.54	271.96
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.301	1608.25	271.96	259.78
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.691	1620.82	259.78	247.21
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.701	1633.40	247.21	234.63
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1645.97	234.63	222.05
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.702	1658.55	222.05	209.47
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.701	1671.13	209.47	196.89
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.695	1683.71	196.89	184.32
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.687	1696.27	184.32	171.75
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1708.85	171.75	159.18
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.696	1721.42	159.18	146.60
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.697	1734.00	146.60	134.03
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.690	1746.57	134.03	121.46
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.486	1758.93	121.46	109.09
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.698	1771.51	109.09	96.52
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.397	1783.78	96.52	84.24
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.697	1796.36	84.24	71.67
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.699	1808.94	71.67	59.09
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.700	1821.52	59.09	46.51
	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top)	12.709	1834.10	46.51	33.92
Патрубок	Патрубок 7" 26Lb/ft L80 HC Vam Top	1.820	1835.80	33.92	32.22
7" Подвеска	Ниже подвески	0.290	1836.09	32.22	31.93
Узел сборки	Спускное устройство	3.963	1840.05	31.93	27.97
НКТ	НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top) НТ	12.726	1852.66	27.97	15.37

НКТ	**НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top) НТ**	**12.724**	**1865.26**	**15.37**	**2.76**
НКТ	**НКТ 177.8 мм (7” 26Lb/ft L80 Vam Top) HCJ7K7345/001/1**	**3.564**	**1868.71**	**2.76**	**-0.68**

17. Мера 127 -мм НКТ

					Дата: 25 августа 2008 г.
Условный диаметр	5"				
Вес 1п.фута	23 lb/ft		Внутренний диаметр	102,6	мм
Сталь	L-80				
Резьба:	Vam FJL		Глубина низа НКТ	2701,93	метров

Сборка	Описание	Длинна, м	Глубина, м	Низ, м	Верх, м
	Спуск глубинного манометра на карот.кабеле 5" 23.2Lb/ft L80 13cr Vam FJL	0.509	0.51	2701.93	2701.42
PAB-5"WEG-01	НКТ 5" 23.2Lb/ft L80 Vam FJL	13.066	13.58	2701.42	2688.36
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.037	26.48	2688.36	2675.45
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.052	39.41	2675.45	2662.52
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.041	52.32	2662.52	2649.61
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	12.220	64.41	2649.61	2637.52
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	12.452	76.73	2637.52	2625.20
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.058	89.66	2625.20	2612.27
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.057	102.59	2612.27	2599.34
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	12.462	114.93	2599.34	2587.01
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.050	127.85	2587.01	2574.08
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.070	140.79	2574.08	2561.14
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.132	153.79	2561.14	2548.14
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	12.918	166.58	2548.14	2535.35
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.200	179.65	2535.35	2522.28
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	12.976	192.50	2522.28	2509.43

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.197**	**205.57**	**2509.43**	**2496.36**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.201**	**218.64**	**2496.36**	**2483.29**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.968**	**231.48**	**2483.29**	**2470.45**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.891**	**244.24**	**2470.45**	**2457.69**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.197**	**257.31**	**2457.69**	**2444.62**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.203**	**270.39**	**2444.62**	**2431.54**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.198**	**283.46**	**2431.54**	**2418.47**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.912**	**296.24**	**2418.47**	**2405.69**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.197**	**309.31**	**2405.69**	**2392.62**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.196**	**322.38**	**2392.62**	**2379.56**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.198**	**335.45**	**2379.56**	**2366.49**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.196**	**348.51**	**2366.49**	**2353.42**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.977**	**361.36**	**2353.42**	**2340.57**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.823**	**374.06**	**2340.57**	**2327.88**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.444**	**386.37**	**2327.88**	**2315.56**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.047**	**399.29**	**2315.56**	**2302.64**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.068**	**412.23**	**2302.64**	**2289.70**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.057**	**425.16**	**2289.70**	**2276.77**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.051**	**438.08**	**2276.77**	**2263.85**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.908**	**450.86**	**2263.85**	**2251.07**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.051**	**463.78**	**2251.07**	**2238.15**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.894**	**476.55**	**2238.15**	**2225.38**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.039**	**489.46**	**2225.38**	**2212.47**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.058**	**502.39**	**2212.47**	**2199.54**

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.055**	**515.31**	**2199.54**	**2186.62**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.049**	**528.24**	**2186.62**	**2173.70**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.050**	**541.16**	**2173.70**	**2160.77**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.464**	**553.49**	**2160.77**	**2148.44**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.036**	**566.40**	**2148.44**	**2135.53**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.052**	**579.32**	**2135.53**	**2122.61**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.037**	**592.23**	**2122.61**	**2109.70**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.460**	**604.56**	**2109.70**	**2097.37**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.051**	**617.49**	**2097.37**	**2084.45**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.057**	**630.41**	**2084.45**	**2071.52**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.265**	**642.55**	**2071.52**	**2059.38**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.754**	**655.18**	**2059.38**	**2046.76**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.911**	**667.96**	**2046.76**	**2033.97**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.053**	**680.88**	**2033.97**	**2021.05**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.452**	**693.21**	**2021.05**	**2008.72**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.055**	**706.13**	**2008.72**	**1995.80**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.050**	**719.05**	**1995.80**	**1982.88**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.038**	**731.96**	**1982.88**	**1969.97**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.050**	**744.89**	**1969.97**	**1957.05**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.946**	**757.70**	**1957.05**	**1944.23**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**13.048**	**770.62**	**1944.23**	**1931.31**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.917**	**783.41**	**1931.31**	**1918.52**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.874**	**796.16**	**1918.52**	**1905.77**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	**12.934**	**808.96**	**1905.77**	**1892.97**

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.064	821.90	1892.97	1880.03
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.044	834.81	1880.03	1867.12
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.006	847.69	1867.12	1854.24
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.159	860.72	1854.24	1841.21
Сборка	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam FJL)	13.190	873.78	1841.21	1828.15
Сборка	Cross over 5" VT Box x 5" FJL pin	0.480	874.26	1828.15	1827.67
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.134	887.29	1827.67	1814.64
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.347	900.53	1814.64	1801.40
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.335	913.76	1801.40	1788.17
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.571	926.22	1788.17	1775.71
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.774	938.89	1775.71	1763.04
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.342	952.13	1763.04	1749.80
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.345	965.37	1749.80	1736.57
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.515	977.77	1736.57	1724.16
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.474	990.14	1724.16	1711.79
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.549	1002.58	1711.79	1699.35
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.759	1015.24	1699.35	1686.69
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.739	1027.87	1686.69	1674.06
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.657	1040.42	1674.06	1661.51
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.764	1053.08	1661.51	1648.85
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.690	1065.66	1648.85	1636.27
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.745	1078.30	1636.27	1623.63
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.767	1090.96	1623.63	1610.97

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.765**	**1103.62**	**1610.97**	**1598.31**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.029**	**1115.54**	**1598.31**	**1586.39**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.750**	**1128.18**	**1586.39**	**1573.75**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.743**	**1140.82**	**1573.75**	**1561.11**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.604**	**1153.32**	**1561.11**	**1548.61**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.219**	**1165.43**	**1548.61**	**1536.50**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.676**	**1178.00**	**1536.50**	**1523.93**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.767**	**1190.66**	**1523.93**	**1511.27**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.770**	**1203.32**	**1511.27**	**1498.61**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.763**	**1215.98**	**1498.61**	**1485.95**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.761**	**1228.64**	**1485.95**	**1473.30**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.763**	**1241.29**	**1473.30**	**1460.64**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.747**	**1253.93**	**1460.64**	**1448.00**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.758**	**1266.58**	**1448.00**	**1435.35**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.329**	**1278.81**	**1435.35**	**1423.12**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.357**	**1291.06**	**1423.12**	**1410.87**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.767**	**1303.72**	**1410.87**	**1398.21**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**13.332**	**1316.94**	**1398.21**	**1384.99**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**13.358**	**1330.20**	**1384.99**	**1371.74**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**13.362**	**1343.45**	**1371.74**	**1358.48**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**13.325**	**1356.67**	**1358.48**	**1345.26**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**13.341**	**1369.90**	**1345.26**	**1332.03**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**13.112**	**1382.91**	**1332.03**	**1319.02**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**13.330**	**1396.13**	**1319.02**	**1305.80**

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.360	1409.39	1305.80	1292.54
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.360	1422.64	1292.54	1279.29
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.559	1435.09	1279.29	1266.84
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)		1435.09	1266.84	1266.84
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)		1435.09	1266.84	1266.84
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.762	1447.75	1266.84	1254.18
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.580	1460.22	1254.18	1241.71
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.737	1472.85	1241.71	1229.08
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.762	1485.51	1229.08	1216.42
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.757	1498.16	1216.42	1203.77
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.623	1510.67	1203.77	1191.26
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.754	1523.32	1191.26	1178.61
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.751	1535.97	1178.61	1165.96
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.758	1548.62	1165.96	1153.31
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.767	1561.28	1153.31	1140.65
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.768	1573.94	1140.65	1127.99
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.765	1586.60	1127.99	1115.33
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.756	1599.25	1115.33	1102.68
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.748	1611.89	1102.68	1090.04
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.138	1623.92	1090.04	1078.01
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.753	1636.57	1078.01	1065.36
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.754	1649.22	1065.36	1052.72
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.213	1661.32	1052.72	1040.61
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.765	1673.98	1040.61	1027.95

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.745**	**1686.62**	**1027.95**	**1015.31**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.764**	**1699.28**	**1015.31**	**1002.65**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.749**	**1711.92**	**1002.65**	**990.01**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.752**	**1724.57**	**990.01**	**977.37**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.754**	**1737.21**	**977.37**	**964.72**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.758**	**1749.86**	**964.72**	**952.07**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.746**	**1762.50**	**952.07**	**939.43**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.781**	**1775.18**	**939.43**	**926.75**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.755**	**1787.83**	**926.75**	**914.10**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.753**	**1800.47**	**914.10**	**901.46**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.773**	**1813.14**	**901.46**	**888.79**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.760**	**1825.79**	**888.79**	**876.14**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.775**	**1838.46**	**876.14**	**863.47**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.747**	**1851.10**	**863.47**	**850.83**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.744**	**1863.74**	**850.83**	**838.19**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.751**	**1876.38**	**838.19**	**825.55**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.747**	**1889.03**	**825.55**	**812.91**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.753**	**1901.67**	**812.91**	**800.26**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.770**	**1914.34**	**800.26**	**787.60**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**11.794**	**1926.02**	**787.60**	**775.91**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.006**	**1937.92**	**775.91**	**764.01**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.758**	**1950.57**	**764.01**	**751.36**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.751**	**1963.22**	**751.36**	**738.71**
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	**12.751**	**1975.86**	**738.71**	**726.07**

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.751	1988.51	726.07	713.42
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.763	2001.16	713.42	700.77
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.768	2013.83	700.77	688.11
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.773	2026.49	688.11	675.44
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.741	2039.13	675.44	662.80
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	11.898	2050.92	662.80	651.01
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.752	2063.56	651.01	638.37
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.762	2076.22	638.37	625.71
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.768	2088.88	625.71	613.05
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.749	2101.52	613.05	600.41
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.761	2114.18	600.41	587.75
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.748	2126.82	587.75	575.11
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.751	2139.46	575.11	562.47
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.767	2152.12	562.47	549.81
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	11.940	2163.96	549.81	537.97
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.756	2176.61	537.97	525.32
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.768	2189.27	525.32	512.66
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.748	2201.91	512.66	500.02
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.275	2215.08	500.02	486.85
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.348	2228.32	486.85	473.61
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.355	2241.57	473.61	460.36
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.337	2254.80	460.36	447.13
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.342	2268.04	447.13	433.90
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.240	2281.17	433.90	420.76

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.343	2294.41	420.76	407.53
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.355	2307.65	407.53	394.28
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.358	2320.91	394.28	381.03
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.779	2333.58	381.03	368.35
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.748	2346.22	368.35	355.71
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.736	2358.85	355.71	343.08
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.748	2371.49	343.08	330.44
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.775	2384.16	330.44	317.77
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.753	2396.81	317.77	305.13
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.779	2409.48	305.13	292.45
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.354	2422.73	292.45	279.20
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.341	2435.96	279.20	265.97
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.264	2449.12	265.97	252.81
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.370	2462.38	252.81	239.55
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.345	2475.62	239.55	226.31
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.356	2488.87	226.31	213.06
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.827	2501.59	213.06	200.34
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.333	2514.82	200.34	187.11
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	13.345	2528.06	187.11	173.88
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.755	2540.70	173.88	161.23
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.751	2553.35	161.23	148.58
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.782	2566.02	148.58	135.91
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.752	2578.67	135.91	123.26
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.767	2591.33	123.26	110.60

	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.750	2603.97	110.60	97.96
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.757	2616.62	97.96	85.31
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.754	2629.27	85.31	72.66
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.749	2641.91	72.66	60.02
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.756	2654.56	60.02	47.37
	НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	12.759	2667.22	47.37	34.71
5" Подвеска	Патрубок НКТ 127 мм (5” 23.2Lb/ft L80 Vam Top)	2.956	2670.07	34.71	31.87
5" Подвеска	Подгоняющий патрубок	0.270	2670.34	31.87	31.60
5" Подвеска	Спускное устройство	3.675	2674.01	31.60	27.92
колонна	НКТ 139.7 мм - 5.5" 20Lb/ft Vam Top J6K6101/001/3	8.566	2682.47	27.92	19.47
колонна	НКТ 139.7 мм - 5.5" 20Lb/ft Vam Top J6K6101/001/X	8.654	2691.01	19.47	10.92
колонна	НКТ 139.7 мм - 5.5" 20Lb/ft Vam Top J7L6181/001A/2	8.665	2699.56	10.92	2.37
колонна	НКТ 139.7 мм - t 5.5" 20Lb/ft Vam Top J7L618/001A	3.312	2702.76	2.37	-0.83

18. Сведения о нефтегазопроявлениях, авариях и осложнениях / Information on oil and gas blow-outs and emergency situations during well construction

Вид аварии или осложнения	Дата		Причины возникновения	Описание работ по ликвидации
	начало	конец		
1. Прихват инструмента с потерей циркуляции	15/07/2008	28/07/2008 установка изоляционного моста и подготовитель-ные работы по забурке бокового ствола скважины	Прихват инструмента произошел в результате сложных механических условий проводки скважины. Вероятной причиной инструмента является заклинивание КНБК (ствол скважины имеет зенитный угол 52 градуса) обломками цемента из прибашмачной зоны имеющей переход диаметра ствола с 444,5 мм на 311,2 мм и в дальнейшем закупорка пространства между обсадной колонной и инструментом частицами бурового шлама.	16/07/2008 – извлечение из КНБК геофизического модуля, после – расхаживание инструмента и работа яссом вверх-вниз. 17/082008-18/008/2008 – попытки освобождения при помощи ясса. 19/08/2008 – определение точки прихвата при помощи индикатора свободной точки. 20/08/2008-21/08/2008 – отворот и подьем свободной части бурильных труб. 22/08/2008-25/08/2008 – сборка аварийной КНБК, спуск, наворот на бур.колону и работа яссами – нет результата. Отворот аварийной КНБК и подъем на поверхность. 26/08/2008 – проведение комплекса геофизических работ и спуск инструмента для установки изоляционного моста. 27/08/2008-28/08/2008 – установка изоляционного моста (опрессовка) и подготовительные работы для забуривания бокового ствола скважины. Инклинометрические замеры.

19. Сведения о капитальном и подземном ремонте / Information on well servicing and repairs

Вид ремонта	Дата		Описание работ	Результат
	начало	конец		

Примечание: Сведения заносятся эксплуатирующей организацией

20. Сведения о консервации и ликвидации скважины, ствола / Information on well suspension and abandonment

Вид	Период		Причина	Примечание
	начало	конец		
Изоляционно-ликвидационные работы по изоляции ствола скважины	27.07.08, 0:45	27.07.08, 2:00	Прихват инструмента в результате сложных механических условий проводки скважины. Установка изоляционного ствола и забуривание бокового ствола.	Разработано «Дополнение к Групповому проекту строительства скважины РВ-420. Реконструкция путем зарезки бокового ствола.» где указаны План изоляционно-ликвидационных работ и План по зарезке бокового ствола. На это «Дополнение…» получено положительное заключение №7/1310.208 и согласование ЭПБ письмом РТН №11-18/3780 от 23.09.2008 г.

САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ИНВЕСТМЕНТ КОМПАНИ, ЛТД.

SAKHALIN ENERGY INVESTMENT COMPANY LTD.

ПРОЕКТ САХАЛИН II

ЭТАП 2

PHASE 2, SAKHALIN II

ПАСПОРТ СКВАЖИНЫ

WELL PASSPORT

ПБ-420 ST2 (боковой ствол #2)

морская платформа ПА-Б
offshore platform PA-B

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ / RUSSIAN FEDERATION
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ / SAKHALIN REGION

Г. ЮЖНО-САХАЛИНСК / YUZHNO-SAKHALINSK

2014

Оглавление

СВЕДЕНИЯ О СКВАЖИНЕ/WELL INFORMATION 4

КОНСТРУКЦИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПБ-420ST2 ST2 /WELL HOLE SCHEMATIC PB-420ST2 5

ФАКТИЧЕСКИЙ ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВАЖИНЫ ПБ-420ST2 / ITHOLOGICAL WELL PROFILE PB-420ST2 6

СХЕМА ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ ПБ-420ST2 / WELL COMPLETION SCHEMATIC PB-420ST2 8

СВЕДЕНИЯ О КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИНЫ ПБ-420ST2 ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ / INFORMATION ON WELL CASING PB-420ST2 9

СВЕДЕНИЯ О ЦЕМЕНТИРОВАНИИ И ОПРЕССОВКЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ / CASING CEMENTING AND PRESSURE TEST INFORMATION 10

СВЕДЕНИЯ ОБ ОТБОРЕ КЕРНА /CORE SAMPLING INFORMATION 12

СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПЫТАНИИ СКВАЖИНЫ /INFORMATION ON TESTING DURING DRILLING OPERATIONS 13

ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ ПРОИЗВОДИЛСЯ ЗАМЕР ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В СЛЕДУЮЩИХ ИНТЕРВАЛАХ: 13

СВЕДЕНИЯ О ПЕРФОРАЦИИ / DATA ON PERFORATION 13

ЖУРНАЛ ОПИСАНИЯ РАБОТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИНЫ/DRILLING OPERATIONS LOG 14

СХЕМА ОБОРУДОВАНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ ПБ-407 /WELLHEAD AND X-MAS TREE SCHEMATIC PB-420ST2 16

ИНКЛИНОМЕТРИЯ СЕКЦИИ 8-1/2 БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПБ-420ST2 /DEFINITIVE SURVEY REPORT ON SECTION 8-1/2”OF SIDETRACK WELL PB-420ST2 17

МЕРА 177.8-ММ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ХВОСТОВИКА / 7”
PRODUCTION CLINER TALLY REPORT **19**

МЕРА 127-ММ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НКТ / 5”
PRODUCTION TUBING TALLY REPORT **26**

СВЕДЕНИЯ О НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯХ, АВАРИЯХ И ОСЛОЖНЕНИЯХ /INFORMATION ON OIL AND GAS BLOW-OUTS AND EMERGENCY SITUATIONS DURING WELL CONSTRUCTION **35**

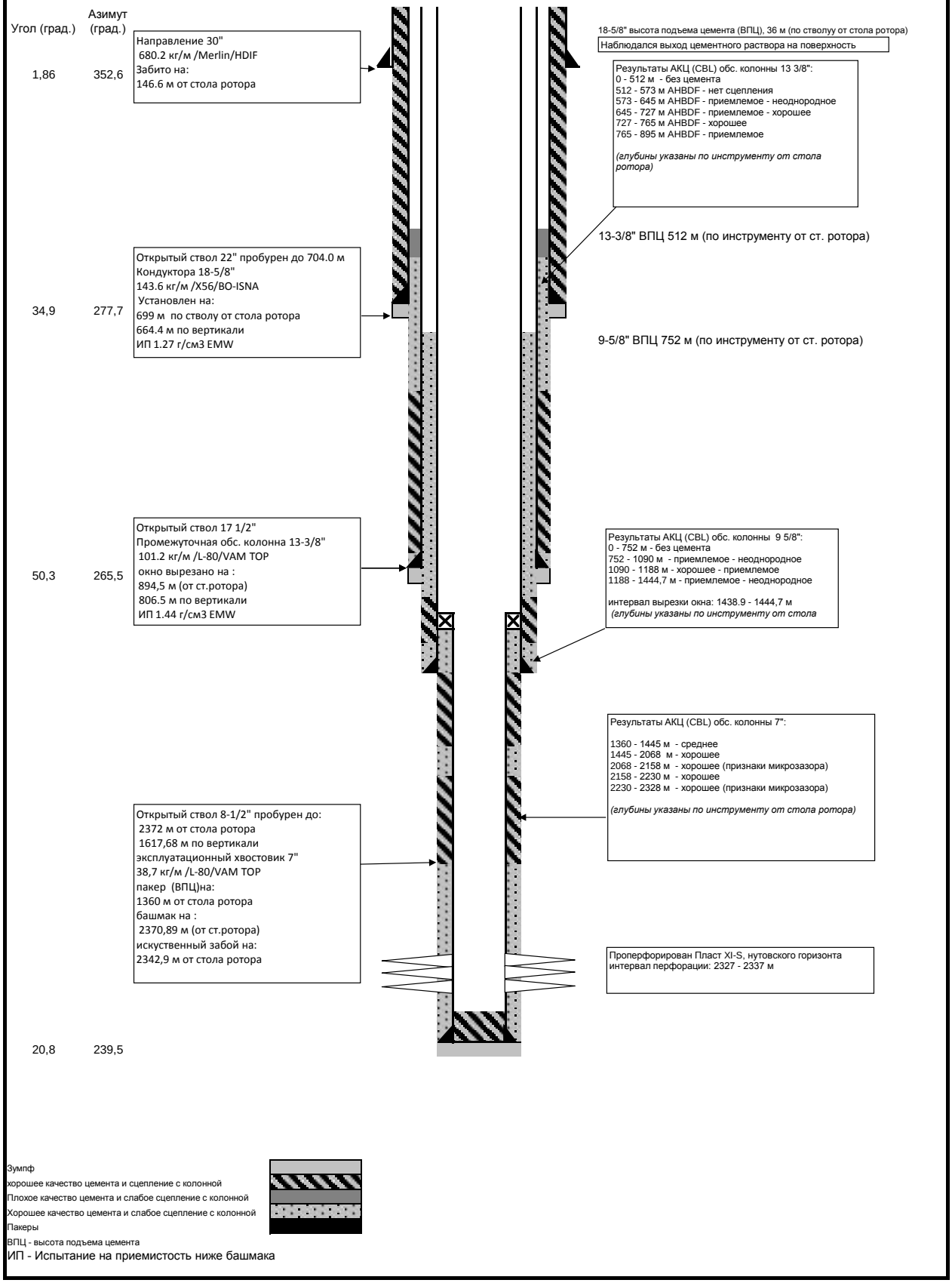
СВЕДЕНИЯ О КАПИТАЛЬНОМ И ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ /INFORMATION ON WELL SERVICING AND REPAIRS **36**

СВЕДЕНИЯ О КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИНЫ /INFORMATION ON WELL SUSPENSION AND ABANDONMENT **37**

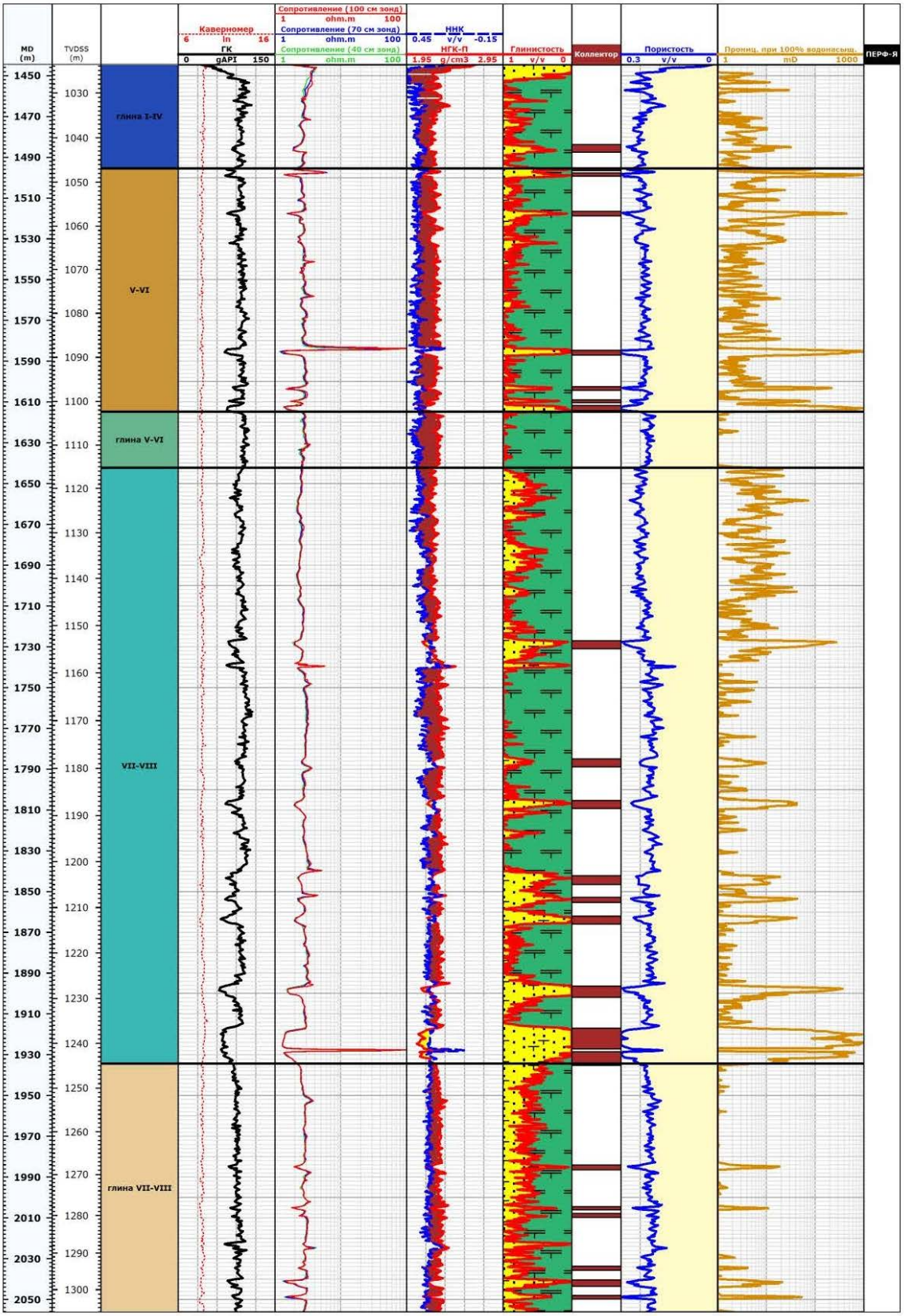
Сведения о скважине/Well information

№№	Наименование	Показатель
1	Месторождение	Пильтун-Астохское
2	Номер скважины	ПБ-420 (боковой ствол №2 / ST2)
3	Координаты устья скважины	Система координат: Широта (dms) N 52° 55' 59.06666", Долгота (dms) E 143° 29' 53.46114" UTM ZONES 54N-WGS84: N 5867747.100 м, E 667898.650 м
4	Назначение скважины	Поглощающая
5	Проектный горизонт	Нутовский пласты: VII-VIII, IX-XI
6	Профиль ствола скважины	Наклонно-направленная
7	Фактическая глубина скважины	2372 м по стволу / 1617.68 м по вертикали от стола ротора
8	Буровая установка	Морская стационарная установка ПА-Б
9	Альтитуда стола ротора	63,7 м
10	Глубина моря	31,28 м
11	Начало бурения	10.03.2014
12	Окончание бурения и освоения	01.04.2014
13	Общее время строительства скважины	22 суток
14	Метод бурения	Комбинированный

Схема конструкции скважины РВ-420



Фактический литологический разрез скважины ПБ-420ST2 / ithological well profile PB-420ST2



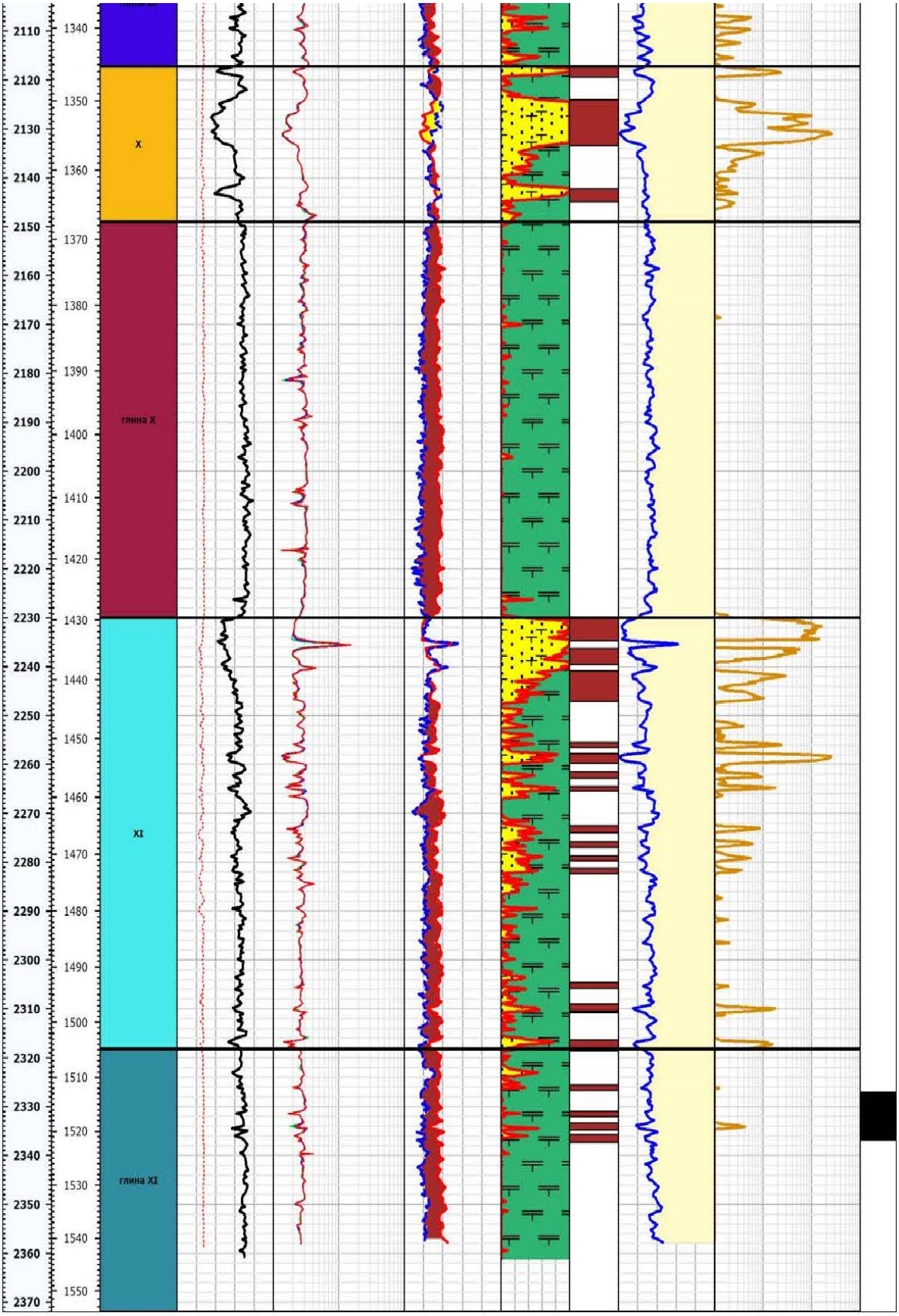

X
глина X
XI
глина XI
2110
2120
2130
2140
2150
2160
2170
2180
2190
2200
2210
2220
2230
2240
2250
2260
2270
2280
2290
2300
2310
2320
2330
2340
2350
2360
2370
1340
1350
1360
1370
1380
1390
1400
1410
1420
1430
1440
1450
1460
1470
1480
1490
1500
1510
1520
1530
1540
1550

Схема внутрискважинного оборудования скважины ПБ-420ST2 / Well completion schematic PB-420ST2

WELL STATUS RECORD FIELD: Piltun Astokhskoye PLATFORM: Piltun Astokhskoye - B WELL NO: **PB 420 ST2**

WELL TYPE:	CRI	ANNULUS VOLUME:	9 5/8 x 5" =33,2 m3	Elevation:	31,2 m		
DATE SPUDDED:	24.05.2008	TUBING VOLUME:	5" = 19,1 m3	MSL:	63,7 m		
FIRST COMPLETED:	27.06.2008	ANNULUS FLUID:	base oil	KOP:	1438 m		
WORKOVER DATE:	31.03.2014	ANNULUS FLUID WT:	0,79 sg	HUD:	2341,1 m		
DRILLING FLUID:	Rheliant	DEPTH:	0- 400mtrs	MAX DOGLEG:	5,7	AT	1054 m
MUD WEIGHT:	1.3 sg	ANNULUS FLUID:	CaCl2	MAX DEV:	64,9	AT	1778,8 m
WEIGHT MATERIAL:	Barite	ANNULUS FLUID WT:	1,08 sg	MINIMUM I.D:	3,688 in	AT	1305,8 m

WELLHEAD DATA

	MAKER	TYPE	Profile	Bore (in)	RATING (kPa)
XMAS TREE	Cameron	Block FHY		4,125	34 470
COMPACT HOUSING	Cameron	SSMC		18,750	34 470
TUBING HANGER	Cameron		QX	3,937	34 470

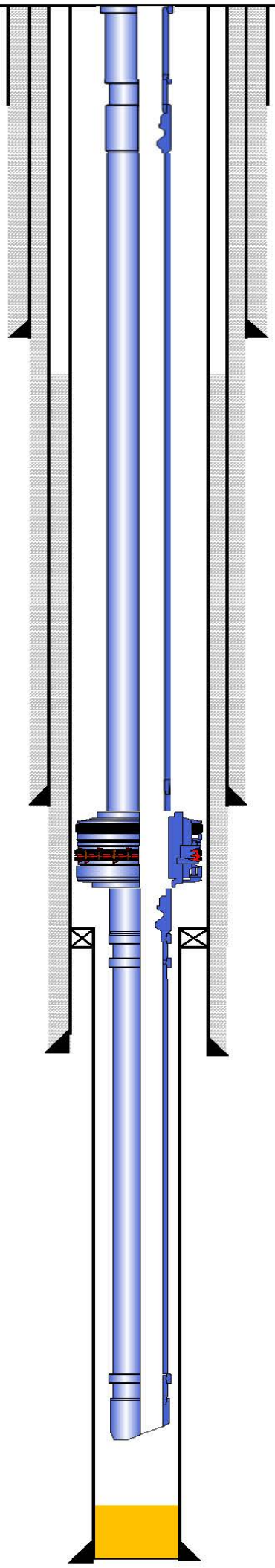
TUBING DATA

SIZE(in)	WT(lb/ft)	GRADE	THREAD TYPE	MIN ID(in)	JOINTS	CLAMP OD(in)
5"	23,2	L 80	VAM TOP	4,044	178	n/a

MAASP DATA

ANNULUS	MAASP (kPa)
ANNULUS 'A'	29 600
ANNULUS 'B'	2 650
ANNULUS 'C'	1 430

DEPTH Ahbdf	DEPTH TVbdf	INCL DEG	DESCRIPTION	MAX OD (in)	MIN OD (in)	DRIFT (in)
31,8	31,8		5" Tubing hanger c/w 3,937" QN profile	18,680	3,937	3,932
87,9	87,9	0,0	Landing Nipple 5" , 3.812" AF	5,779	3,812	3,808
699,0	664,3	35,0	18 5/8" 96.5lb/ft X 56			
717,0	679,2	35,0	TOC			
894,5	806,5	52,6	13 3/8" 69lb/ft L80 VAM TOP			
1300,6	1018,2	61,1	9 5/8" x 5" XHP-CTR packer	8,300	4,024	3,927
1305,9	1020,6	61,2	3.688 BOT AF nipple	5,766	3,688	3,683
1360,7	1047,1	61,2	7" TOL			
2304,0	1555,8	28,4	5" WEG	5.972	4,161	3,927
2343,1	1590,8	23,9	PBTD (top of upper displacement plug)			
2370,9	1616,7	20,9	7" 47lb/ft L80 VAM TOP shoe			



CASING DATA

OD	WT	Grade	Conn.	Ahbdf	TVbdf
30				146,6	146,6
18 5/8	96,5	X 56	BIG OMEGA	699,0	664,4
13 3/8	69	L 80	VAM TOP	894,5	806,5
9 5/8	47	L 80	VAM TOP	2751,8	1917,1
7	26	L 80	Vam Top HT	2370,9	1617,0
7	29	L 80	Vam Top HT	see NOTES	see NOTES

PERFORATION INTERVALS

Zone	Top	Btm	SPF	EH
XI-S	2327,0 m	2337,0 m	6	

NOTES

Feb-March 14 WO -Sidetrack window opened in the 9,625" casing from 1438,9 to 1445m.
Three joints of 7" 29 ppf Vam Top HT were RIH within 7" 26 ppf Vam Top HT casing. The reason was - to have an interval of a bit reduced ID for one of contingency completion options where the 7" Packer was meant to be RIH, but it would only set in 29 ppf casing. Depth of installation of 29 ppf joints is 1494,6 - 1530,6 m ahbdf. 3 pip tags installed in the 7" liner (installation depths are in liner tally).

No VR plugs were installed on any SOV.

Perforation guns: 2 7/8" HSD 6spf Power Jet Omega charge HMX 2906 60 deg.

Pip tags installed at the following depths: 1494,64 m, 1543,14m, 2205,36 m

SIGNED:

SIGNED:

REVISION: 02 REASON: Workover PREPARED BY: Sharafetdinov/F REVIEWED BY: DRAWING DATE:

Сведения о креплении скважины ПБ-420ST2 обсадными трубами / Information on well casing PB-420ST2

Наименование обсадной колонны	Начало спуска	По длине труб, м			Сведения о трубах				
		Верх ОК м	Низ ОК (башмак) м	Общая Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки. мм	Марка стали	Тип соединения
Направление	30.04.2008	32.96	146.63	113.67	762.0	685.8	38.1	X-56	OSI Merlin HD
Кондуктор	21.06.2008	32,96	699,13	666,17	473,1	448,43	12.34	X-56	BIG OMEGA
Промежуточная	07.08.2008	32,77	1441,19	1408,42	339.7	315.3	12.19	X-56	Vam Top
Эксплуатационный хвостовик	22.03.2014	1360	2370,89	1010.89	177,8 (7”)	159,41	9,195	L80	Vam Top

Оборудование низа и оснастка обсадных колонн см. в мере обсадных колонн

Сведения о цементировании и опрессовке обсадной колонны / Casing cementing and pressure test information

1.1. 177,8 - мм эксплуатационный хвостовик / 7" production liner

Пробуренная глубина	2372 м (по стволу ствола скважины)
Глубина спуска обсадной колонны	2370.89 м (по стволу ствола скважины)
Установка центрирующих фонарей	1369 м - 2370 м (по стволу ствола скважины)
Глубина муфты с обратным клапаном	2356.55 м (по стволу ствола скважины)
Длина цементного стакана до башмака	27.97 м
Диаметр предыдущей колонны	244.5 мм
Глубина спуска предыдущей обсадной колонны	1444.7 м (по стволу ствола скважины) – зарезка окна
Давление опрессовки цементировочной головки и манифольда	351,5 кг/см² (5000 psi)
Высота подъема цемента (расчетная)	1360 м
Объем закаченного цементного раствора	19 м³
Сухой цемент	23 MT Class G
Удельный вес бурового раствора	1,3 г/см³
Использованные химикаты:	D206, D801,D145A, D168
Объем цементного раствора	26,8 м³
Удельный вес цементного раствора	1,85 г/см³
Начало работы	01:55 23/03/2014
Спуск нижней цементировочной пробки	03:40 23/03/2014
Начальное давление закачки	21 кг/см² (300 psi)
Конечное давление закачки цементного раствора	21 кг/см² (300 psi)
Спуск верхней цементировочной пробки	03:40 23/03/2014
Закаченный объем раствора продавочной жидкости:	36,3 м³
Давление закачки продавки	75 кг/см² (1060 psi)

Суммарное время цементажа	2,92 часа
Давление опрессовки обсадной колонны	351,5 кг/см² (5000 psi)
Время опрессовки обсадной колонны	30 минут
Конечное давление опрессовки	351,5 кг/см² (5000 psi)
Опрессовка проводилась на буровом расствоpе на нефтяной основе	1.08 г/см^3

Сведения об отборе керна /Core sampling information

Интервал отбора	Диаметр ствола	Диаметр керна	Процент выноса керна	Описание керна

Отбор керна на при бурении бокового ствола на скважине ПБ-420ST2 не производился

Сведения об испытании скважины /Information on testing during drilling operations

Во время бурения производился замер пластовых давлений в следующих интервалах:

Пласт	По стволу скважины, м				Абсолютные отметки, м				Песчанистость	Пористость	Проницаемость по воде, мД
	Кровля пласта	Подошва пласта	Общая толщина	Эффективная толщина	Кровля пласта	Подошва пласта	Общая толщина	Эффективная толщина			
V-VI	1495.4	1614.7	119.3	12.8	1046.8	1102.4	55.5	5.9	0.11	0.287	268
VII-VIII	1642.2	1934.4	292.2	44.2	1115.2	1244.5	129.3	19.7	0.15	0.268	142
IX	2056.4	2091.2	34.8	13.6	1306.6	1328.0	21.5	8.5	0.39	0.268	110
X	2117.2	2149.0	31.8	14.2	1345.2	1367.4	22.2	9.9	0.45	0.248	39
XI	2230.0	2318.2	88.2	28.8	1429.6	1504.8	75.2	24.2	0.33	0.245	30

Сведения о перфорации / Data on perforation

Интервал перфорации:

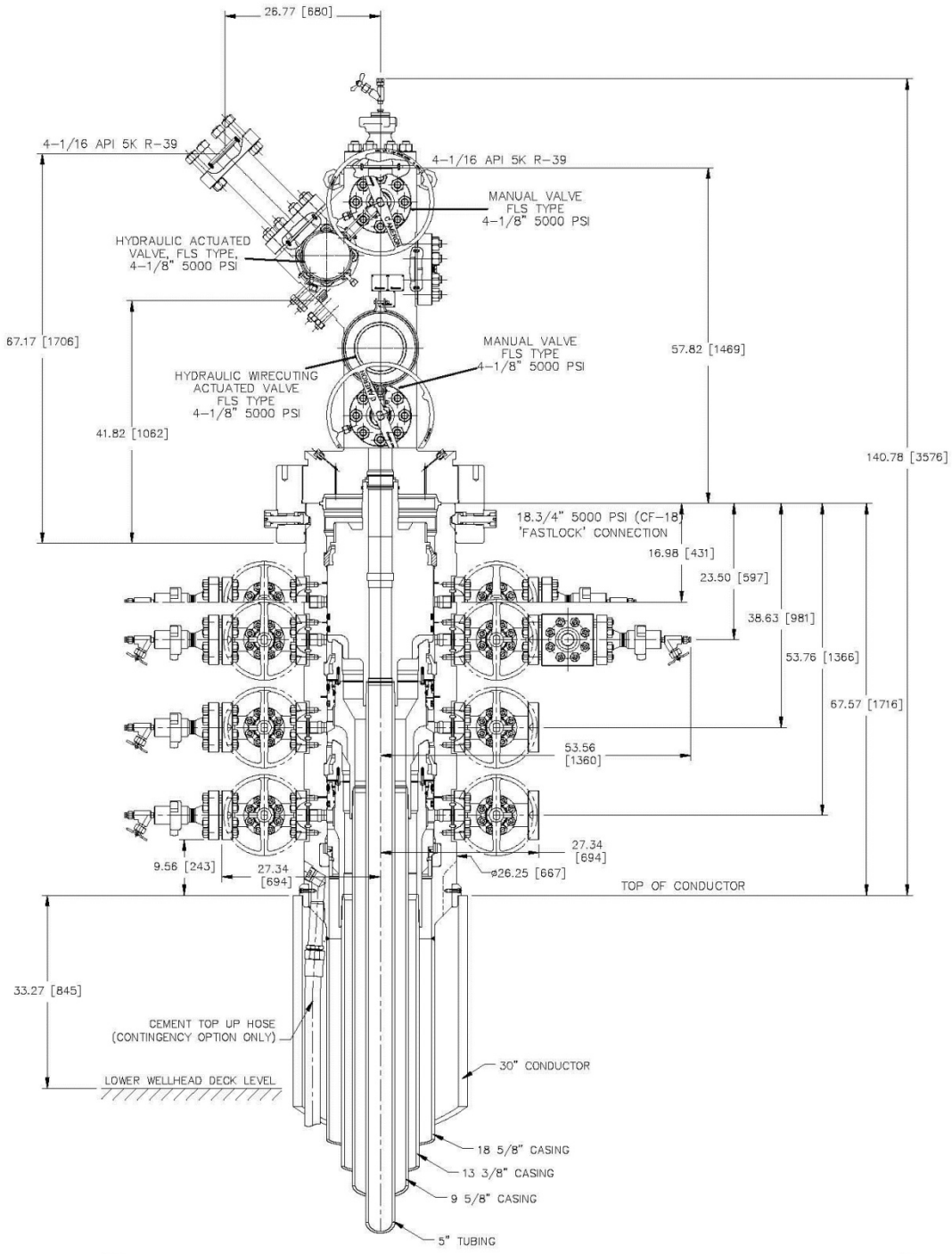
Глинистые алевролиты и песчаники нутовского горизонта : 2327м – 2337 м по стволу от стола ротора.Перфорирование поглощающих пластов было выполнено с использованием перфорационных зарядов 4621 Power Flow, HMX с фазировкой зарядов 120/60°, плотностью 69 отверстий на метр (21 отверстий на фут). Всего использовано 1914 перфорационных зарядов. При этом использовалась сборка перфораторов длиной 10 м. Транспортировка перфораторов в скважину осуществлялась с помощью бурильных труб.

Журнал описания работ по строительству скважины/Drilling operations log

Дата	Забой, м	Проходка, м	Плотность раствора, г/см^3	Время строительства, сут
10,03,2014 – 16.03.2014			**1,29**	**7**
	Подъём пакера. Сборка и спуск компоновки для закачки цемента под давлением. Установка механического моста на глубине 1709 м. Установка цементного моста под давлением. Промывка скважины после цементажа. Опрессовка колонны 9-5/8" (244.5 мм) на давление 179 бар (2600 psi). Подъём компоновки для цементажа под давлением. Сборка и спуск компоновки для установки цементного моста до глубины 1708.8 м. Установка цементного моста и промывка скважины. Подъём инструмента. Сборка и спуск скребков и каротажного оборудования. Проверка крепи моста путём разгрузки инструмента 4.5 МТ (10 klbs). Опрессовка цементного моста на давление 179 бар (2600 psi). Замещение скважины на раствор 1.29 , г/см^3 . Корреляция инструмента и зачистка глубин установки клина отклонителя. Подъём инструмента. Сборка компоновки клина отклонителя и спуск до глубины посадки на 1448.8 м. Зарезка окна из колонны 9-5/8" (244.5 мм) – верх / низ окна на глубине 1438.9 / 1444.7 м. Подъём фрезеровочной компоновки. Сборка и спуск компоновки для бурения диаметром 8.5" (215.9 мм) до глубины 1041 м			
17,03,2014 – 23.03.2014	**2372**	**927**	**1,3**	**14**
	Бурение секции 8.5" (215.9 мм) до глубины 1485 м по стволу. Подъём инструмента до глубины 1437 м. проведение теста на приёмистость – максимальный вес раствора 1,57 г/см^3. Подъём компоновки и опрессвока ПВО. Спуск КНБК и бурение секции 8.5" (215.9 мм) до проектной глубины 2372 м по стволу (1617,58 м по вертикали). Подъеём инструмента с проработкой до 2346 м. Прокачка утяжелённых пачек для очистки ствола. Спуск на забой и установка высоковязкой пачки. Подъём на элеваторах с 2372 м до 2260 м. Подъём инструмента с проработкой с 2260 м до 1500 м по стволу.подъём с промывкой до глубины 1424 м. прокачка шаблона. Подъём с промывкой до глубины 1370 м. Тест на вращения на различных ходах насосов. Подъём и выброс компоновки. Монтаж оборудования для спуска колонны. Спуск колонны хвостовика 177.8 мм (7")ю Посадка подвески хвостовика (башмак на 2370,87 м). Цементаж колонны 19 м3 цементного раствора. Продавка тампонажного раствора. Опрессовка колонны на давление psi (179 бар). Посадка пакера и вымывка цемента. Подъём посадочной компоновки. Сборка скребков и спуск до глубины 890 м.			

Дата	Забой, м	Проходка, м	Плотность раствора, г/см^3	Время строительства, сут
24.03.2014 – 30.03.2014	**2372**		**1,08**	**21**
	Спуск компоновки для очистки скважины. Подъём компоновки и спуск скребковой компоновки. Зачистка интервала установки пакера на глубине 2270 – 2300 м. Зачистка головы хвостовика. Замещение раствора на морскую воду удельным весом 1.03 г/см^3. Опрессовка колонны 9-5/8" (244.5 мм) и 7" (177.8 мм) хвостовика на давление 345 бар (5000 psi). Замещение скважины на минерализированный раствор удельным весом 1.08 г/см^3. Монтаж каротажного оборудование и каротаж колонны. Демонтаж каротажного оборудования. Спуск колонны НКТ 5" (127 мм) до глубины 2303.99 м и посадка подвески НКТ. Закачка незамерзающей жидкости. Установка пробки в профиле НКТ. Установка пакера. Опрессовка колонны НКТ на давление 345 бар (5000 psi). Подъём пробки и опрессвка затрубного пространства и пакера на давление 310 бар (4500 psi). Установка механической пробки в подвеске НКТ. Демонтаж ПВО. Монтаж фонтанной арматуры. Монтаж и опрессовка каротажного ПВО перед спуском перфораторов.			
31.03.2014 – 01.04.2014	**2372**		**1,08**	**21**
	Корреляция перфораторов. Перфорация скважины в интервале 2327 – 2337 м. Подъём перфораторов. Проведение теста на приёмистость. Демонтаж каротажного ПВО. Установка и опрессовка заглушки на фонтанной арматуре. Установка люков и переезд на слот №35 (ПБ-408). Техническое обслуживание бурового оборудования..			

Схема оборудования устья скважины ПБ-407 /Wellhead and X-mas tree schematic PB-420ST2



Инклинометрия секции 8-1/2 бокового ствола скважины ПБ-420ST2 /Definitive survey report on section 8-1/2" of sidetrack well PB-420ST2

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
1427,93	61,26	237,94	1079,28	S 181.11	W 700.85	715,61
1438,90	61,20	237,84	1084,56	S 186.22	W 708.99	724,80
1445,00	*61,78*	*237,09*	*1087,47*	*S 189.10*	*W 713.51*	*729,91*
1459,03	63,12	235,41	1093,96	S 196.01	W 723.85	741,71
1485,00	*62,89*	*232,33*	*1105,75*	*S 209.65*	*W 742.54*	*763,40*
1491,10	62,85	231,60	1108,54	S 213.00	W 746.81	768,43
1511,00	*62,18*	*229,26*	*1117,72*	*S 224.24*	*W 760.42*	*784,67*
1519,30	61,91	228,27	1121,61	S 229.07	W 765.93	791,34
1539,00	*62,04*	*225,92*	*1130,87*	*S 240.91*	*W 778.67*	*807,01*
1548,01	62,11	224,85	1135,09	S 246.50	W 784.34	814,11
1576,82	62,37	220,17	1148,51	S 265.29	W 801.56	836,32
1605,73	62,69	215,24	1161,86	S 285.58	W 817.24	857,77
1634,61	61,62	211,37	1175,35	S 306.91	W 831.26	878,26
1663,44	62,32	207,58	1188,90	S 329.06	W 843.77	897,90
1692,27	64,20	206,88	1201,87	S 351.95	W 855.55	917,44
1720,96	64,52	209,39	1214,29	S 374.76	W 867.75	937,62
1750,02	64,54	213,07	1226,79	S 397.19	W 881.35	959,19
1778,85	64,95	218,09	1239,10	S 418.38	W 896.51	981,88
1807,54	64,23	222,41	1251,41	S 438.16	W 913.25	1005,52
1836,52	63,53	226,60	1264,17	S 456.71	W 931.48	1030,07

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
1865,16	63,37	230,54	1276,98	S 473.66	W 950.68	1054,83
1893,80	63,42	234,48	1289,81	S 489.24	W 971.00	1079,99
1922,66	62,73	236,88	1302,88	S 503.75	W 992.25	1105,52
1951,44	62,92	235,41	1316,02	S 518.01	W 1013.51	1130,95
1980,07	61,39	234,91	1329,40	S 532.47	W 1034.28	1156,05
2008,84	58,90	236,92	1343,72	S 546.46	W 1054.94	1180,84
2037,39	55,77	238,90	1359,13	S 559.23	W 1075.30	1204,80
2065,98	52,53	239,95	1375,87	S 571.02	W 1095.24	1227,94
2094,70	49,59	239,63	1393,92	S 582.26	W 1114.55	1250,25
2123,48	46,64	238,51	1413,13	S 593.26	W 1132.93	1271,65
2152,40	43,51	237,39	1433,55	S 604.12	W 1150.28	1292,07
2181,12	40,61	236,98	1454,87	S 614.55	W 1166.45	1311,24
2209,87	37,85	237,61	1477,14	S 624.37	W 1181.75	1329,36
2238,69	34,94	237,18	1500,34	S 633.58	W 1196.15	1346,40
2267,26	32,11	237,38	1524,15	S 642.11	W 1209.43	1362,13
2295,96	29,24	237,73	1548,83	S 649.97	W 1221.78	1376,73
2324,70	26,14	237,99	1574,28	S 657.07	W 1233.09	1390,05
2351,02	22,98	238,94	1598,21	S 662.80	W 1242.41	1400,97
2372,00	20,80	239,50	1617,68	S 666.80	W 1249.12	1408,79

Мера 177.8-мм эксплуатационного хвостовика / 7” production cliner tally report

Тип обсадной колонны:	Эксплуатационный хвостовик
Глубина скважины на момент спуска, м:	2372
Плановая глубина спуска, м:	2370
Фактическая глубина спуска, м:	2370,89
Расстояние от стола ротора до верха ОК, м:	1360
Общая длинна обсадной колонны, м:	1010,89
Коэффициент плавучести:	0,834
Вес блока, тн:	34
Тип меры:	Фактическая
Тип колонной головки:	Baker Huges,

Спецификация на трубы

Описание	Размер, мм	Производитель	Вес, кг/м	Тип резьбы	Марка стали
7", 26ppf, L80, Vam Top	177.8	Sumitomo	38.7	Vam Top	L80

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
Башмак А	0,75	0,75	2370,14	2370,89		спиральный башмак с напылением
трубка над башмаком А	12,53	13,27	2357,62	2370,14	1 над башмаком	
разделитель потока А	0,48	13,75	2357,14	2357,62		предустановлен
обратный клапан А	0,59	14,34	2356,55	2357,14		предустановлен

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
трубка над клапаном А	12,63	26,97	2343,92	2356,55	1 под муфтой	
посадочная муфта А	1,00	27,97	2342,92	2343,92		предустановлен
трубка над муфтой А	12,62	40,59	2330,30	2342,92	1 спиральный центратор	
206	12,31	52,90	2317,99	2330,30	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
205	12,50	65,40	2305,49	2317,99	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
204	12,50	77,91	2292,98	2305,49	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
203	12,58	90,48	2280,41	2292,98	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
202	12,50	102,99	2267,90	2280,41	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
201	12,30	115,28	2255,61	2267,90	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
200	12,58	127,86	2243,03	2255,61	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
199	12,51	140,37	2230,52	2243,03	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
198	12,58	152,95	2217,94	2230,52	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
197	12,58	165,53	2205,36	2217,94	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
196	12,58	178,10	2192,79	2205,36	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
195	12,59	190,69	2180,20	2192,79	1 спиральный центратор	1 м над нипелем

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
194	12,58	203,27	2167,62	2180,20	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
193	12,58	215,85	2155,04	2167,62	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
192	12,58	228,43	2142,46	2155,04	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
191	12,28	240,72	2130,17	2142,46	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
190	12,07	252,78	2118,11	2130,17	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
189	12,58	265,37	2105,52	2118,11	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
188	12,27	277,64	2093,25	2105,52	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
187	12,57	290,21	2080,68	2093,25	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
186	12,51	302,72	2068,17	2080,68	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
185	12,58	315,30	2055,59	2068,17	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
184	12,58	327,87	2043,02	2055,59	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
183	12,07	339,94	2030,95	2043,02	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
182	12,35	352,29	2018,60	2030,95	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
181	12,58	364,87	2006,02	2018,60	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
180	12,59	377,45	1993,44	2006,02	1 спиральный центратор	1 м над нипелем

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
179	12,58	390,04	1980,85	1993,44	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
178	12,26	402,30	1968,59	1980,85	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
177	12,22	414,52	1956,37	1968,59	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
176	12,50	427,02	1943,87	1956,37	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
175	12,51	439,53	1931,36	1943,87	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
174	12,50	452,03	1918,86	1931,36	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
173	12,21	464,25	1906,64	1918,86	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
172	12,41	476,65	1894,24	1906,64	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
171	12,58	489,23	1881,65	1894,24	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
170	12,34	501,58	1869,31	1881,65	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
169	12,58	514,16	1856,73	1869,31	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
168	12,58	526,74	1844,15	1856,73	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
167	12,58	539,32	1831,57	1844,15	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
166	12,58	551,91	1818,98	1831,57	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
165	12,35	564,25	1806,64	1818,98	1 спиральный центратор	1 м над нипелем

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
164	12,35	576,60	1794,29	1806,64	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
163	12,58	589,18	1781,71	1794,29	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
162	12,57	601,76	1769,13	1781,71	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
161	12,58	614,34	1756,55	1769,13	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
160	12,58	626,92	1743,97	1756,55	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
159	12,58	639,50	1731,39	1743,97	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
158	12,58	652,07	1718,82	1731,39	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
157	12,58	664,66	1706,23	1718,82	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
156	12,58	677,24	1693,65	1706,23	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
155	12,58	689,82	1681,07	1693,65	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
154	12,59	702,41	1668,48	1681,07	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
153	12,58	714,99	1655,90	1668,48	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
152	12,58	727,57	1643,32	1655,90	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
151	12,59	740,16	1630,73	1643,32	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
150	12,58	752,74	1618,15	1630,73	1 спиральный центратор	1 м над нипелем

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
149	12,58	765,32	1605,57	1618,15	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
148	12,58	777,90	1592,99	1605,57	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
147	12,59	790,49	1580,40	1592,99	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
146	12,58	803,07	1567,82	1580,40	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
145	12,09	815,16	1555,73	1567,82	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
144	12,58	827,75	1543,14	1555,73	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
143	12,58	840,32	1530,57	1543,14	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
#29 VAM TOP HT 1	12,16	852,48	1518,41	1530,57	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
#29 VAM TOP HT 2	11,98	864,46	1506,43	1518,41	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
#29 VAM TOP HT 3	11,78	876,25	1494,64	1506,43	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
142	12,58	888,83	1482,06	1494,64	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
141	12,58	901,41	1469,48	1482,06	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
140	12,58	913,99	1456,90	1469,48	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
139	12,58	926,57	1444,32	1456,90		
138	12,59	939,16	1431,73	1444,32		
137	12,58	951,74	1419,15	1431,73		

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
136	12,58	964,31	1406,58	1419,15	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
135	12,58	976,89	1394,00	1406,58	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
134	12,58	989,47	1381,42	1394,00	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
133	12,58	1002,05	1368,84	1381,42	1 спиральный центратор	1 м над нипелем
132	0,00	1002,05	1368,84	1368,84		
131	0,00	1002,05	1368,84	1368,84		
подвеска хвостовика	8,79	1010,84	1360,05	1368,84		

Мера 127-мм эксплуатационной колонны НКТ / 5” production tubing tally report

Тип колонны:	Эксплуатационная НКТ
Глубина скважины на момент спуска, м:	2372
Плановая глубина спуска, м:	2303.72
Фактическая глубина спуска, м:	2303.72
Расстояние от стола ротора до верха подвески, м:	31.80
Общая длинна колонны НКТ, м:	2272.19
Вес блока, тн:	34
Тип меры:	Фактическая
Тип колонной головки:	Cameron, SSMC, 18-5/8"

Спецификация на трубы

Описание	Размер, мм	Производитель	Вес, кг/м	Тип резьбы	Марка стали
5" 23.2 ppf, Vam Top, L80	127	Sumitomo	34.5	Vam Top	L80

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
башмак НКТ	0,27	0,27	2303,99	2303,72	5" направляющая для каротажного кабеля. S/N: 4776394-2
трубка над башмаком	12,66	12,94	2303,72	2291,06	
206	12,61	25,54	2291,06	2278,45	
205	12,60	38,14	2278,45	2265,85	
204	12,60	50,74	2265,85	2253,25	
203	12,59	63,34	2253,25	2240,65	

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
202	12,60	75,94	2240,65	2228,05	
201	12,61	88,55	2228,05	2215,44	
200	12,59	101,14	2215,44	2202,85	
199	12,60	113,74	2202,85	2190,25	
198	12,60	126,34	2190,25	2177,65	
197	12,54	138,88	2177,65	2165,11	
196	12,61	151,49	2165,11	2152,50	
195	12,60	164,09	2152,50	2139,90	
194	12,60	176,68	2139,90	2127,31	
193	12,60	189,29	2127,31	2114,70	
192	12,61	201,90	2114,70	2102,09	
191	12,61	214,50	2102,09	2089,49	
190	12,61	227,12	2089,49	2076,87	
189	12,60	239,71	2076,87	2064,28	
188	12,50	252,22	2064,28	2051,77	
187	12,60	264,82	2051,77	2039,17	
186	12,60	277,42	2039,17	2026,57	
185	12,59	290,02	2026,57	2013,97	
184	12,61	302,63	2013,97	2001,36	
183	12,61	315,24	2001,36	1988,75	
182	12,60	327,84	1988,75	1976,15	
181	12,62	340,45	1976,15	1963,54	
180	12,61	353,06	1963,54	1950,93	
179	12,56	365,61	1950,93	1938,38	

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
178	12,59	378,21	1938,38	1925,78	
177	12,55	390,76	1925,78	1913,23	
176	12,60	403,36	1913,23	1900,63	
175	12,18	415,54	1900,63	1888,45	
174	12,51	428,05	1888,45	1875,94	
173	12,61	440,67	1875,94	1863,32	
172	12,59	453,26	1863,32	1850,73	
171	12,60	465,86	1850,73	1838,13	
170	12,60	478,46	1838,13	1825,53	
169	12,55	491,01	1825,53	1812,98	
168	12,61	503,62	1812,98	1800,37	
167	12,56	516,18	1800,37	1787,81	
166	12,61	528,79	1787,81	1775,20	
165	12,60	541,39	1775,20	1762,60	
164	12,60	553,99	1762,60	1750,00	
163	12,60	566,60	1750,00	1737,39	
162	12,59	579,19	1737,39	1724,80	
161	12,59	591,78	1724,80	1712,21	
160	12,60	604,38	1712,21	1699,61	
159	12,58	616,97	1699,61	1687,02	
158	12,59	629,56	1687,02	1674,43	
157	12,60	642,16	1674,43	1661,83	
156	12,60	654,76	1661,83	1649,23	
155	12,60	667,36	1649,23	1636,63	

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
154	12,60	679,95	1636,63	1624,04	
153	12,61	692,56	1624,04	1611,43	
152	12,59	705,16	1611,43	1598,83	
151	12,59	717,74	1598,83	1586,25	
150	12,61	730,35	1586,25	1573,64	
149	12,59	742,95	1573,64	1561,04	
148	12,61	755,56	1561,04	1548,43	
147	12,60	768,16	1548,43	1535,83	
146	12,36	780,52	1535,83	1523,47	
145	12,54	793,07	1523,47	1510,92	
144	12,60	805,67	1510,92	1498,32	
143	12,60	818,26	1498,32	1485,73	
142	12,60	830,86	1485,73	1473,13	
141	12,61	843,47	1473,13	1460,52	
140	12,60	856,07	1460,52	1447,92	
139	12,61	868,68	1447,92	1435,31	
138	12,62	881,30	1435,31	1422,69	
137	12,62	893,92	1422,69	1410,07	
136	12,61	906,53	1410,07	1397,46	
135	12,60	919,13	1397,46	1384,86	
134	12,61	931,74	1384,86	1372,25	
133	12,56	944,31	1372,25	1359,68	
132	12,29	956,59	1359,68	1347,40	
131	12,61	969,20	1347,40	1334,79	

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
130	12,60	981,80	1334,79	1322,19	
129	12,61	994,41	1322,19	1309,58	
Сборка эксплуатационного пакера 9-5/8" x 5", XHP-CTR4140 (80)	2,96	997,37	1309,58	1306,62	Потрубок 5" 23.2 # Vam Top
	0,73	998,10	1306,62	1305,89	Посадочный ниппель 3.688" AF
	2,96	1001,06	1305,89	1302,93	Патрубок 5" 23.2 # Vam Top
	2,37	1003,43	1302,93	1300,56	Эксплуатационный пакер 9-5/8" x 5", XHP-CTR4140 (80). S/N:B13P 0257
	2,96	1006,39	1300,56	1297,60	Потрубок 5" 23.2 # Vam Top
128	12,60	1018,99	1297,60	1285,00	
127	12,60	1031,59	1285,00	1272,40	
126	12,59	1044,18	1272,40	1259,81	
125	12,61	1056,79	1259,81	1247,20	
124	12,60	1069,38	1247,20	1234,61	
123	12,60	1081,98	1234,61	1222,01	
122	12,62	1094,60	1222,01	1209,39	
121	12,56	1107,16	1209,39	1196,83	
120	12,61	1119,77	1196,83	1184,22	
119	12,61	1132,37	1184,22	1171,62	
118	12,60	1144,97	1171,62	1159,02	
117	12,60	1157,57	1159,02	1146,42	
116	12,61	1170,18	1146,42	1133,81	
115	12,61	1182,79	1133,81	1121,20	
114	12,60	1195,39	1121,20	1108,60	
113	12,60	1207,99	1108,60	1096,00	

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
112	12,60	1220,60	1096,00	1083,39	
111	12,61	1233,20	1083,39	1070,79	
110	12,60	1245,80	1070,79	1058,19	
109	12,60	1258,40	1058,19	1045,59	
108	12,60	1271,00	1045,59	1032,99	
107	12,60	1283,60	1032,99	1020,39	
106	12,61	1296,21	1020,39	1007,78	
105	12,60	1308,82	1007,78	995,17	
104	12,60	1321,41	995,17	982,58	
103	12,60	1334,01	982,58	969,98	
102	12,28	1346,28	969,98	957,71	
101	12,60	1358,88	957,71	945,11	
100	12,59	1371,48	945,11	932,51	
99	12,60	1384,08	932,51	919,91	
98	12,59	1396,67	919,91	907,32	
97	12,60	1409,27	907,32	894,72	
96	12,59	1421,86	894,72	882,13	
95	12,61	1434,47	882,13	869,52	
94	12,61	1447,07	869,52	856,92	
93	12,60	1459,67	856,92	844,32	
92	12,61	1472,29	844,32	831,70	
91	12,62	1484,91	831,70	819,08	
90	12,60	1497,51	819,08	806,48	
89	12,61	1510,12	806,48	793,87	

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
88	12,60	1522,73	793,87	781,27	
87	12,61	1535,33	781,27	768,66	
86	12,54	1547,87	768,66	756,12	
85	12,60	1560,47	756,12	743,52	
84	12,60	1573,07	743,52	730,92	
83	12,60	1585,67	730,92	718,32	
82	12,60	1598,27	718,32	705,72	
81	12,18	1610,45	705,72	693,54	
80	12,60	1623,05	693,54	680,94	
79	12,60	1635,65	680,94	668,34	
78	12,36	1648,01	668,34	655,98	
77	12,60	1660,61	655,98	643,38	
76	12,59	1673,20	643,38	630,79	
75	12,60	1685,81	630,79	618,18	
74	12,25	1698,06	618,18	605,93	
73	12,60	1710,65	605,93	593,34	
72	12,59	1723,25	593,34	580,74	
71	12,56	1735,81	580,74	568,18	
70	12,12	1747,93	568,18	556,06	
69	12,61	1760,53	556,06	543,46	
68	12,61	1773,14	543,46	530,85	
67	12,60	1785,74	530,85	518,25	
66	12,61	1798,35	518,25	505,64	
65	12,60	1810,94	505,64	493,05	

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
64	12,61	1823,55	493,05	480,44	
63	12,61	1836,15	480,44	467,84	
62	12,61	1848,76	467,84	455,23	
61	12,60	1861,37	455,23	442,62	
60	12,60	1873,96	442,62	430,03	
59	12,42	1886,38	430,03	417,61	
58	12,60	1898,98	417,61	405,01	
57	12,60	1911,58	405,01	392,41	
56	12,60	1924,18	392,41	379,81	
55	12,60	1936,78	379,81	367,21	
54	12,61	1949,38	367,21	354,61	
53	12,60	1961,98	354,61	342,01	
52	12,15	1974,13	342,01	329,86	
51	12,43	1986,56	329,86	317,43	
50	12,59	1999,15	317,43	304,84	
49	12,60	2011,75	304,84	292,24	
48	12,61	2024,36	292,24	279,63	
47	12,60	2036,96	279,63	267,03	
46	12,60	2049,56	267,03	254,43	
45	12,60	2062,17	254,43	241,82	
44	12,28	2074,45	241,82	229,54	
43	12,60	2087,05	229,54	216,94	
42	12,60	2099,65	216,94	204,34	
41	12,60	2112,25	204,34	191,74	

Эл-т	длина эл-та, м	длина, м	Верх, м	Низ, м	Комментарии
40	12,60	2124,85	191,74	179,14	
39	12,62	2137,47	179,14	166,52	
38	12,61	2150,08	166,52	153,91	
37	12,61	2162,69	153,91	141,30	
36	12,61	2175,31	141,30	128,68	
35	12,61	2187,92	128,68	116,07	
34	12,60	2200,52	116,07	103,47	
33	12,60	2213,12	103,47	90,87	
Сборка посадочного ниппеля	2,96	2216,08	90,87	87,91	Патрубок 5" 23.2 # Vam Top
	0,65	2216,73	87,91	87,26	Посадочный ниппель 3.812" AF
	2,96	2219,69	87,26	84,30	Патрубок 5" 23.2 # Vam Top
32	12,59	2232,28	84,30	71,71	
31	12,60	2244,88	71,71	59,11	
30	12,60	2257,48	59,11	46,51	
29	12,59	2270,08	46,51	33,91	
Подвеска НКТ, Cameron	1,79	2271,86	33,91	32,13	Патрубок 5" 23.2 # Vam Top
	0,29	2272,15	32,13	31,84	Подвеска НКТ (ниже посадочного кольца)
	1,14	2273,29	31,84	30,70	Подвеска НКТ (выше посадочного кольца)

Сведения о нефтегазопроявлениях, авариях и осложнениях /Information on oil and gas blow-outs and emergency situations during well construction

Сведения о капитальном и подземном ремонте /Information on well servicing and repairs

Вид ремонта	Дата		Описание работ	Результат
	начало	конец		

Примечание: Сведения заносятся эксплуатирующей организацией

Сведения о консервации и ликвидации скважины /Information on well suspension and abandonment

САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ИНВЕСТМЕНТ КОМПАНИ, ЛТД.
SAKHALIN ENERGY INVESTMENT COMPANY LTD.

ПРОЕКТ САХАЛИН II
ЭТАП 2
PHASE 2, SAKHALIN II

ПАСПОРТ СКВАЖИНЫ
WELL PASSPORT

ПБ-407

морская платформа ПА-Б
offshore platform PA-B

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ / RUSSIAN FEDERATION
САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ / SAKHALIN REGION
Г. ЮЖНО-САХАЛИНСК / YUZHNO-SAKHALINSK
2014

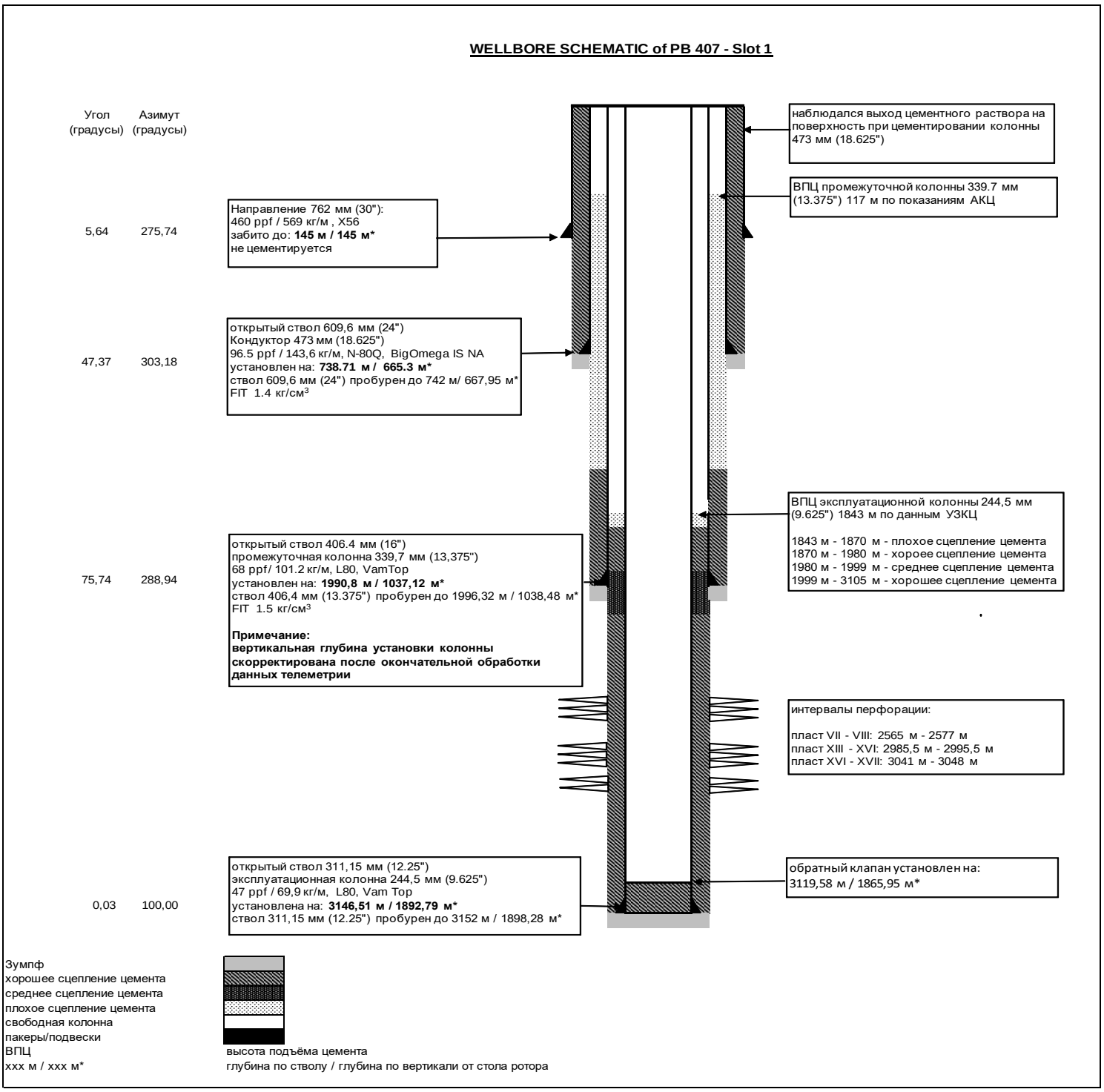
Оглавление

№№ п/п	Наименование	Страница
1	Сведения о скважине / Well information	3
2	Конструкция скважины / Well Schematic	4
3	Фактический литологический разрез скважины / Lithological well profile	5
4	Схема внутреннего оборудования скважины / Well completion schematic	7
5	Сведения о креплении скважины / Information on well casing	8
6	Сведения о цементировании и опрессовке обсадных колонн / Casing cementing and pressure test information	9
7	Сведения об отборе керна / Core sampling information	12
8	Сведения об испытании в процессе бурения / Information on testing during drilling operations	13
9	Сведения о перфорации / Data on perforation	13
10	Журнал описания работ по строительству скважины/ Drilling operations log	14
11	Схема оборудования устья скважины / Wellhead schematic	17
12	Инклинометрия ствола скважины / Survey report	18
13	Мера 473,1-мм обсадной колонны / 18 5/8'' surface casing tally	22
14	Мера 339,7-мм обсадной колонны / 13 3/8'' intermediate casing tally	25
15	Мера 244.5-мм эксплуатационной колонны / 9 5/8'' production casing	31
16	Мера 127 мм НКТ / 5'' tubing tally	38
17	Сведения о нефтегазопроявлениях, авариях и осложнениях в процессе строительства скважины / Information on oil and gas blow-outs and emergency situations during well construction	45
18	Сведения о капитальном и подземном ремонт / Information on well servicing and repairs	46
19	Сведения о консервации и ликвидации скважины / Information on well suspension and abandonment	47

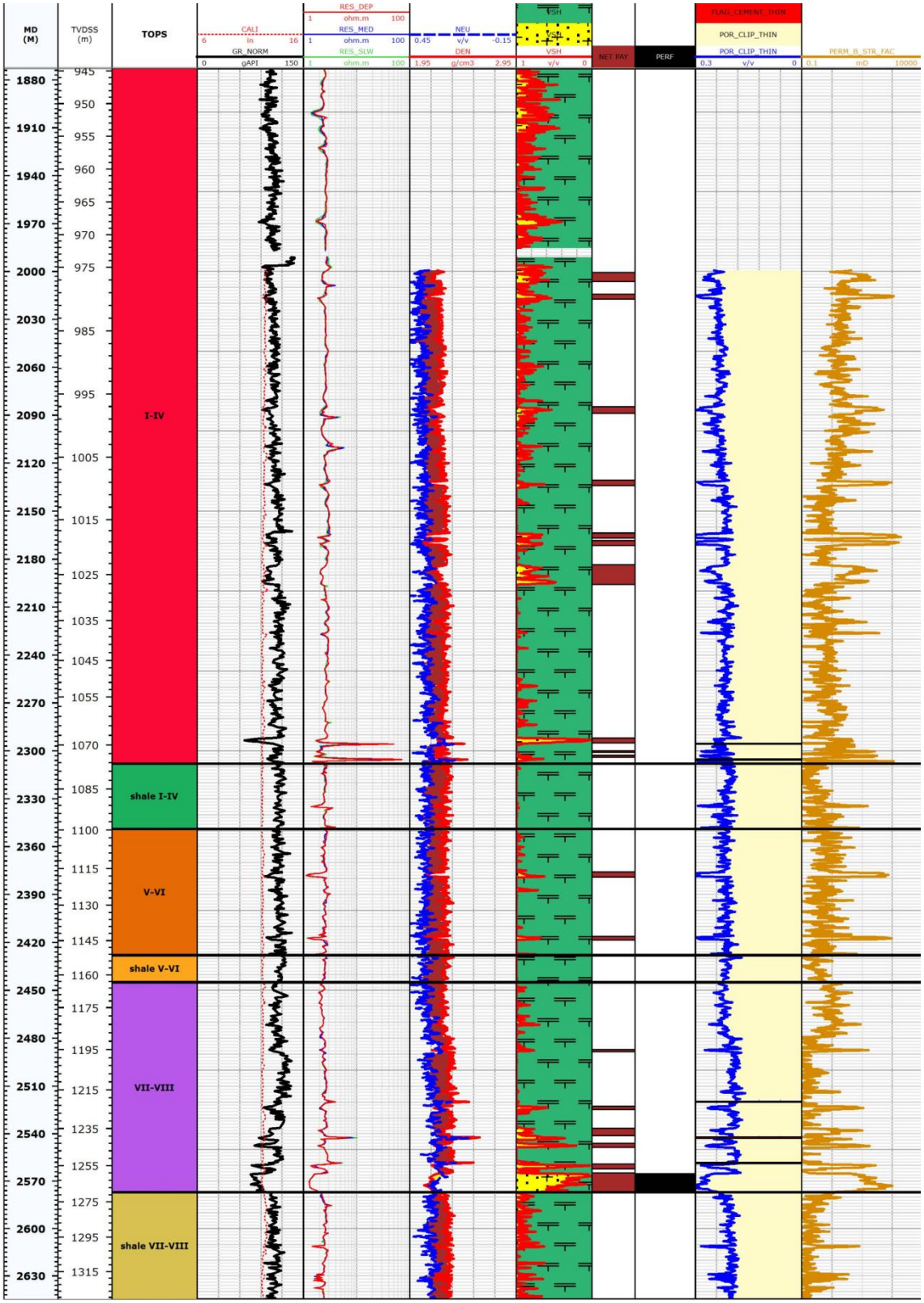
1. Сведения о скважине/ Well information

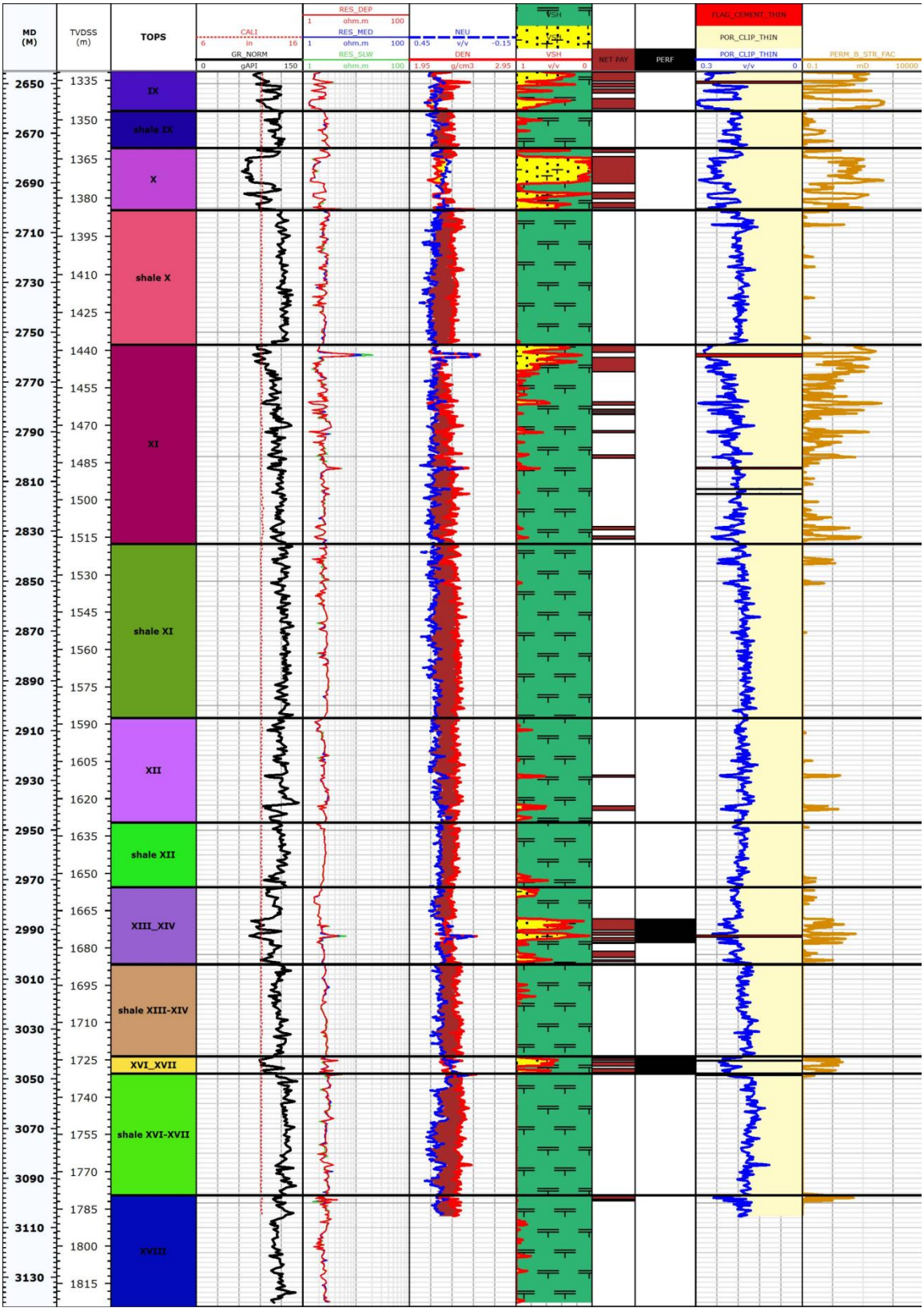
№№	Наименование	Показатель
1	Месторождение	Пильтун-Астохское
2	Номер скважины	ПБ-407
3	Координаты устья скважины	Система координат: Широта (dms) N 52° 55' 59.17228"; Долгота (dms) E 143° 29' 53.53365" UTM ZONES 54N-WGS84: N 5867750.410 м, E 667899.890 м
4	Назначение скважины	Водонагнетательная /Поглощающая
5	Проектный горизонт	Нутовский пласты: VII-VIII, XIII-XIV, XVI-XVII
6	Профиль ствола скважины	Наклонно-направленная
7	Фактическая глубина скважины	3152 м по стволу / 1898.28 м по вертикали от стола ротора
8	Буровая установка	Морская стационарная установка ПА-Б
9	Альтитуда стола ротора	63,7 м
10	Глубина моря	31,28 м
11	Начало бурения	05.11.2013
12	Окончание бурения и освоения	17.01.2014
13	Общее время строительства скважины	63 суток
14	Метод бурения	Комбинированный

2. Конструкция ствола скважины ПБ-407 / Well hole schematic PB-407



3. Фактический литологический разрез скважины ПБ-407
Lithological well profile PB-407




MD (M)
TVDSS (m)
TOPS
CALI
GR_NORM
RES_DEP
RES_MED
RES_SLW
NEU
DEN
VSH
NET_PAY
PERF
FLAG_CEMENT_THIN
POR_CLIP_THIN
PERM_B_STR_FAC
IX
shale IX
X
shale X
XI
shale XI
XII
shale XII
XIII_XIV
shale XIII-XIV
XVI_XVII
shale XVI-XVII
XVIII

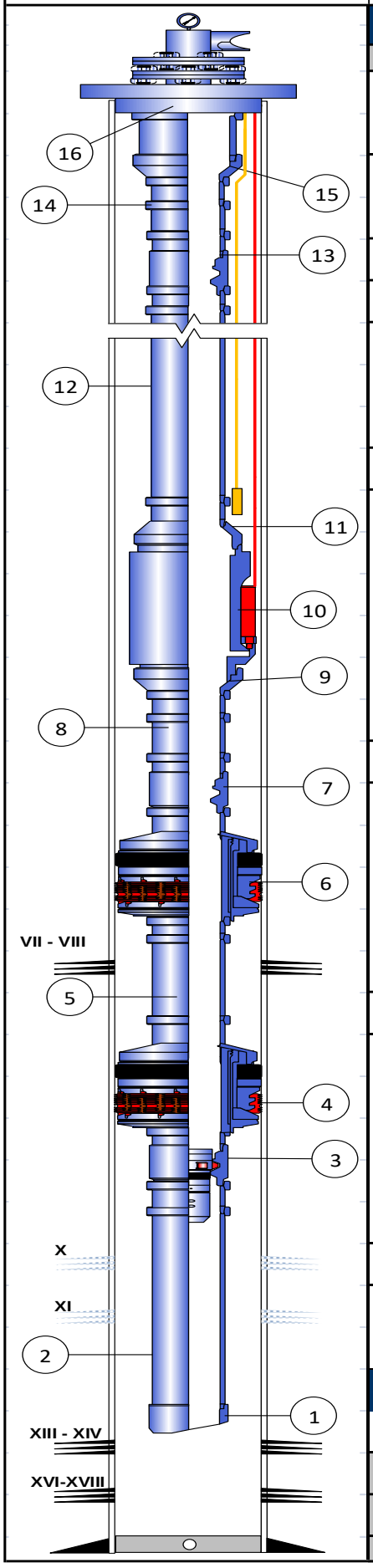
4. Схема внутрискважинного оборудования скважины ПБ-407 / Well completion schematic PB-407

Piltun, PAB-407 (CRI)

Schlumberger

REVISION: 15 **Reason: correct the packer depths** **DATE: 09-Jan-2014**

Location:	**Piltun**	**Packer Fluid:**	1.06SG Brine	**CASING**		**PERFORATION INTERVALS:**			**Prepared by**	Saeed Molavi
Rig:	**PAB Drilling Rig**	**Elev. of orig.**	31.80 m				Top (m)	Bottom (m)	**Revised by**	John Okorie
Conductor No.:	**TBD**	**Water depth:**	31.5 m	9-5/8" 47" Vam Top		VII-VIII	2565	2577	**Approved by**	Howard Otten
Date Spudded:	**05 November 2013**	**Well type:**	CRI (Cutting Re-Injection)			X	NA	NA	**Approved by**	Michael Sumrow
Date Init. Completed:	**New Well**	**BHT (deg.C)**		**TUBING**		XI	NA	NA		
Date Completed:		**BHP (psi)**				XIII-XIV	2985,5	2995,5		
Max. Inclination:	**TBD**			5" 23.2# Vam Top, L80 4140		XVI-XVIII	3041	3048		



Sub-Assy	#	Equipment Description	Materia	Thead Configuration Top	Thead Configuration Bottom	ID (in)	OD (in)	Drift	Length (m)	MD-RKB (m) Top	MD-RKB (m) Bottom	P/N
Upper Completion Injection String												
A7	16	5-1/2" Tubing Hanger (HOP)	625		5-1/2" 20# VamTopHC Box	4,875	18,500	4,653	0,231	31,80	32,03	
		5-1/2" Pup Joint	4140 (L80)	5-1/2" 23# Vam Top Pin	5-1/2" 23# Vam Top Pin	4,67	6,156	4,545	5,788	32,03	37,82	
A6	15	Crossover 5-1/2" X 5"	4140 (L80)	5-1/2" 23# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	6,156	3,919	0,860	37,82	38,68	
		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	2,962	38,68	41,64	
	P1	5" Pup joint Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	**2,96**	41,64	44,60	
	14	5" Tubing Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	62,36	44,60	106,96	5 Tubing Jnts
A5		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,750	3,919	2,961	106,96	109,92	
	13	5" x 3.812" AF nipple	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	3,812	5,75	3,808	0,655	109,92	110,58	
		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,750	3,919	2,962	110,58	113,54	
	12	5" Tubing Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	2312,24	113,54	2425,78	183 Tubing Jnts
A4		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	2,960	2425,78	2428,74	
		Coupling 5" 23.2#	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Box	4,181	5,75	3,919	0,265	2428,74	2429,00	
	11	Crossover 5" x 5-1/2"	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Pin	5-1/2" 17# Tenaris 3SB Box	4,044	6,051	3,919	0,910	2429,00	2429,91	
	10	5-1/2" Solid Gauge Mandrel	4140 (L80)	5-1/2" 17# Tenaris 3SB Pin	5-1/2" 17# Tenaris 3SB Pin	4,813	7,069	4,767	1,748	2429,91	2431,66	
	9	Crossover 5-1/2" x 5"	4140 (L80)	5-1/2" 17# Tenaris 3SB Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	6,051	3,919	0,910	2431,66	2432,57	
		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	2,960	2432,57	2435,53	
	8	5" Tubing Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	37,83	2435,53	2473,36	3 Tubing Jnts
A3		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,750	3,919	2,961	2473,36	2476,32	
	7	5" x 3.750" AF nipple	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	3,75	5,75	3,745	0,731	2476,32	2477,05	
		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	2,958	2477,05	2480,01	
	6	9-5/8" x 5" XHP	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,034	8,300	3,919	2,372	2480,01	2482,38	
		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	2,958	2482,38	2485,34	
	5	5" Tubing Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	100,46	2485,34	2585,80	8 Tubing Jnts
A2		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,750	3,919	2,958	2585,80	2588,76	
	4	9-5/8" x 5" XHP	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,034	8,300	3,919	2,370	2588,76	2591,13	
		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	2,958	2591,13	2594,09	
	3	5" x 3.68" AF nipple	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Boc	5" 23.2# Vam Top Pin	3,688	5,75	3,683	0,730	2594,09	2594,82	
		5" Pup Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	2,959	2594,82	2597,77	
	2	5" Tubing Joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,75	3,919	326,49	2597,77	2924,27	26 Tubing Jnts
A1		5" Tubing joint	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	5" 23.2# Vam Top Pin	4,044	5,750	3,919	12,650	2924,27	2936,92	
	1	5" WEG	4140 (L80)	5" 23.2# Vam Top Box	NA	4,044	5,75	3,919	0,275	2936,92	2937,19	

5. Сведения о креплении скважины ПБ-407 обсадными трубами / Information on well casing PB-407

Наименование обсадной колонны	Начало спуска	По длине труб, м			Сведения о трубах				
		Верх ОК м	Низ ОК (башмак) м	Общая Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки. мм	Марка стали	Тип соединения
Направление	30.07.2010	32.96	145	112,04	762 (30”)	685.8	38.1	X-56	MERLIN HDIF M003805, HIHOS 100 KSI
Кондуктор	09.11.2013	32,8	738,7	705,9	473,1 (18 5/8”)	448,44	12.32	N80Q	BIG OMEGA IS-NA
Промежуточная	10.12.2013	32.8	1990,8	1958	339,7 (13 3/8”)	315,34	12,19	L80	Vam Top
Эксплуатационная	21.12.2013	32.3	3146,51	3114,21	244,5 (9 5/8”)	220.5	11.99	L80	Vam Top

Оборудование низа и оснастка обсадных колонн см. в мере обсадных колонн

6. Сведения о цементировании и опрессовке обсадных колонн / Casing cementing and pressure test information

6.1. 473,1 - мм обсадная колонна / 18 5/8" surface casing

Пробуренная глубина	742 м (по стволу от стола ротора)
Глубина спуска обсадной колонны	738,71 м (по стволу от стола ротора)
Установка центрирующих фонарей	97 – 736 м (по стволу от стола ротора)
Глубина муфты с обратным клапаном	738,7 м (по стволу от стола ротора)
Длина цементного стакана до башмака	1,3 м
Диаметр предыдущей колонны	762 мм"
Глубина спуска предыдущей обсадной колонны	145 м
Давление опрессовки цементировочной головки и манифольда	20684 кПа (3000 psi)
Высота подъема цемента (расчетная)	35 м (по стволу от стола ротора)
Объем закаченного цементного раствора	89 м^3 Lead; 15 м^3 Tail (G)
Сухой цемент	80 т (G)
Удельный вес бурового раствора	1.1 г/см³
Использованные химикаты:	D206, D075, D208, D186
Объем первой пачки (lead slurry) цементного раствора (1-я ступень)	89 м^3
Удельный вес первой пачки (lead slurry) цементного раствора (1-я ступень)	1,5 г/см3
Объем второй пачки (tail slurry) цементного раствора (2-я ступень)	15 м³
Удельный вес второй пачки (tail slurry) цементного раствора (1-я ступень)	1,85 г/см³
Начало работы	03:00 10/11/2013
Спуск нижней цементировочной пробки	-
Начальное давление закачки	1034 кПа (150 psi)
Конечное давление закачки цементного раствора	1172 кПа (170 psi)
Спуск верхней цементировочной пробки	-
Закаченный объем раствора продавочной жидкости:	7 м^3
Давление закачки продавки	1172 кПа (170 psi)
Суммарное время цементажа	3 часа
Давление опрессовки обсадной колонны	98,4 кг/см² (1400 psi)
Время опрессовки обсадной колонны	30 минут
Конечное давление опрессовки	98,4 кг/см² (1400 psi)
Опрессовка проводилась на буровом растворе плотностью	1,1 г/см³

6.2. 339,7 - мм промежуточной колонны / 13 3/8”- intermediate casing

Пробуренная глубина	1996,32 м (по стволу ствола скважины)
Глубина спуска обсадной колонны	1990,8 м (по стволу ствола скважины)
Установка центрирующих фонарей	591 м – 1987 м (по стволу ствола скважины)
Глубина муфты с обратным клапаном	1963,5 м (по стволу ствола скважины)
Длина цементного стакана до башмака	27,25 м
Диаметр предыдущей колонны	473,1 мм
Глубина спуска предыдущей обсадной колонны	738,71м (по стволу ствола скважины)
Давление опрессовки цементировочной головки и манифольда	211 кг/см² (3000 psi)
Высота подъема цемента (расчетная)	527 м
Объем закаченного цементного раствора	80,7 м³
Сухой цемент	76 MT Class G
Удельный вес бурового раствора	1,24 г/см³
Использованные химикаты:	D206,D208, D075, D801,D145A, D168
Объем первой пачки (lead slurry) цементного раствора (1-я ступень)	65,1 м³
Удельный вес первой пачки (lead slurry) цементного раствора (1-я ступень)	1,5 г/см³
Объем второй пачки (tail slurry) цементного раствора (2-я ступень)	15,6 м³
Удельный вес второй пачки (tail slurry) цементного раствора (1-я ступень)	1,85 г/см³
Начало работы	16:00
Спуск нижней цементировочной пробки	16:15
Начальное давление закачки	35 кг/см² (500 psi)
Конечное давление закачки цементного раствора	42 кг/см² (600 psi)
Спуск верхней цементировочной пробки	19:00
Закаченный объем раствора продавочной жидкости:	154.5 м³
Давление закачки продавки	70 кг/см² (1000 psi)
Суммарное время цементажа	6 часов
Давление опрессовки обсадной колонны	179,28 кг/см² (2550 psi)
Время опрессовки обсадной колонны	30 мин
Конечное давление опрессовки	177,25 кг/см² (2520 psi)
Опрессовка проводилась на буровом расстворе на нефтяной основе	1,28 г/см^3

6.3. 244,5 - мм эксплуатационная колонна / 9 5/8" production casing

Пробуренная глубина	3152 м (по стволу ствола скважины)
Глубина спуска обсадной колонны	3146,5 м (по стволу ствола скважины)
Установка центрирующих фонарей	1583 м - 3130 м (по стволу ствола скважины)
Глубина муфты с обратным клапаном	3119,6 м (по стволу ствола скважины)
Длина цементного стакана до башмака	26,92 м
Диаметр предыдущей колонны	339,7 мм
Глубина спуска предыдущей обсадной колонны	1990,8 м (по стволу ствола скважины)
Давление опрессовки цементировочной головки и манифольда	246 кг/см² (3500 psi)
Высота подъема цемента (расчетная)	1366 м
Объем закаченного цементного раствора	52,6 м³
Сухой цемент	34 MT Class G / 35 MT Litefill
Удельный вес бурового раствора	1,28 г/см³
Использованные химикаты:	D206,D208, D075, D801,D145A, D168
Объем первой пачки (lead slurry) цементного раствора (1-я ступень)	26,8 м³
Удельный вес первой пачки (lead slurry) цементного раствора (1-я ступень)	1,45 г/см³
Объем второй пачки (tail slurry) цементного раствора (2-я ступень)	25,8 м³
Удельный вес второй пачки (tail slurry) цементного раствора (1-я ступень)	1,9 г/см³
Начало работы	21:15 21/12/2013
Спуск нижней цементировочной пробки	00:30 22/12/2013
Начальное давление закачки	28 кг/см² (400 psi)
Конечное давление закачки цементного раствора	25 кг/см² (350 psi)
Спуск верхней цементировочной пробки	01:30 22/12/2013
Закаченный объем раствора продавочной жидкости:	119,4 м³
Давление закачки продавки	75 кг/см² (1060 psi)
Суммарное время цементажа	4.25 часа
Давление опрессовки обсадной колонны	175.7 кг/см² (2500 psi)
Время опрессовки обсадной колонны	30 минут
Конечное давление опрессовки	175.7 кг/см² (2500 psi)
Опрессовка проводилась на буровом расстворе на нефтяной основе	1.28 г/см^3

7. Сведения об отборе керна / Core sampling information

Интервал отбора	Диаметр ствола	Диаметр керна	Процент выноса керна	Описание керна

Отбор керна на скважине ПБ-407 не производился

8. Сведения об испытании скважины / Information on testing during drilling operations

Во время бурения производился замер пластовых давлений в следующих интервалах:

Пласт	По стволу скважины, м				Абсолютные отметки, м				Песчанистость	Пористость	Проницаемость по воде, мД
	Кровля пласта	Подошва пласта	Общая толщина	Эффективная толщина	Кровля пласта	Подошва пласта	Общая толщина	Эффективная толщина			
I-IV	1872.7	2308.0	435.3	40.4	944.4	1076.3	131.9	12.3	0.09	0.263	127
V-VI	2349.0	2428.0	79.0	5.8	1099.7	1151.4	51.7	3.8	0.07	0.276	193
VII-VIII	2445.0	2577.0	132.0	26.4	1163.4	1269.6	106.2	21.2	0.20	0.252	56
IX	2645.0	2661.0	16.0	10.8	1331.5	1346.5	15.1	10.2	0.68	0.253	59
X	2676.0	2701.0	25.0	17.2	1360.8	1384.8	24.0	16.6	0.69	0.242	20
XI	2755.0	2835.0	80.0	16.5	1437.8	1517.6	79.8	16.5	0.21	0.245	23
XII	2905.0	2947.0	42.0	2.6	1587.6	1629.6	42.0	2.6	0.06	0.211	1
XIII_XIV	2973.0	3004.0	31.0	10.4	1655.6	1686.6	31.0	10.4	0.33	0.209	1
XVI_XVII	3041.0	3048.0	7.0	4.1	1723.6	1730.6	7.0	4.1	0.59	0.216	2

9. Сведения о перфорации / Data on perforation

Интервал перфорации:

Глинистые алевролиты и песчаники нутовского горизонта : 2565 м – 3048 м по стволу от стола ротора.

Перфорирование поглощающих пластов было выполнено с использованием перфорационных зарядов 4621 Power Flow, HMX с фазировкой зарядов 120/60°, плотностью 69 отверстий на метр (21 отверстий на фут). Всего использовано 1914 перфорационных зарядов. При этом использовалась сборка перфораторов длиной 29 м. Транспортировка перфораторов в скважину осуществлялась с помощью бурильных труб.

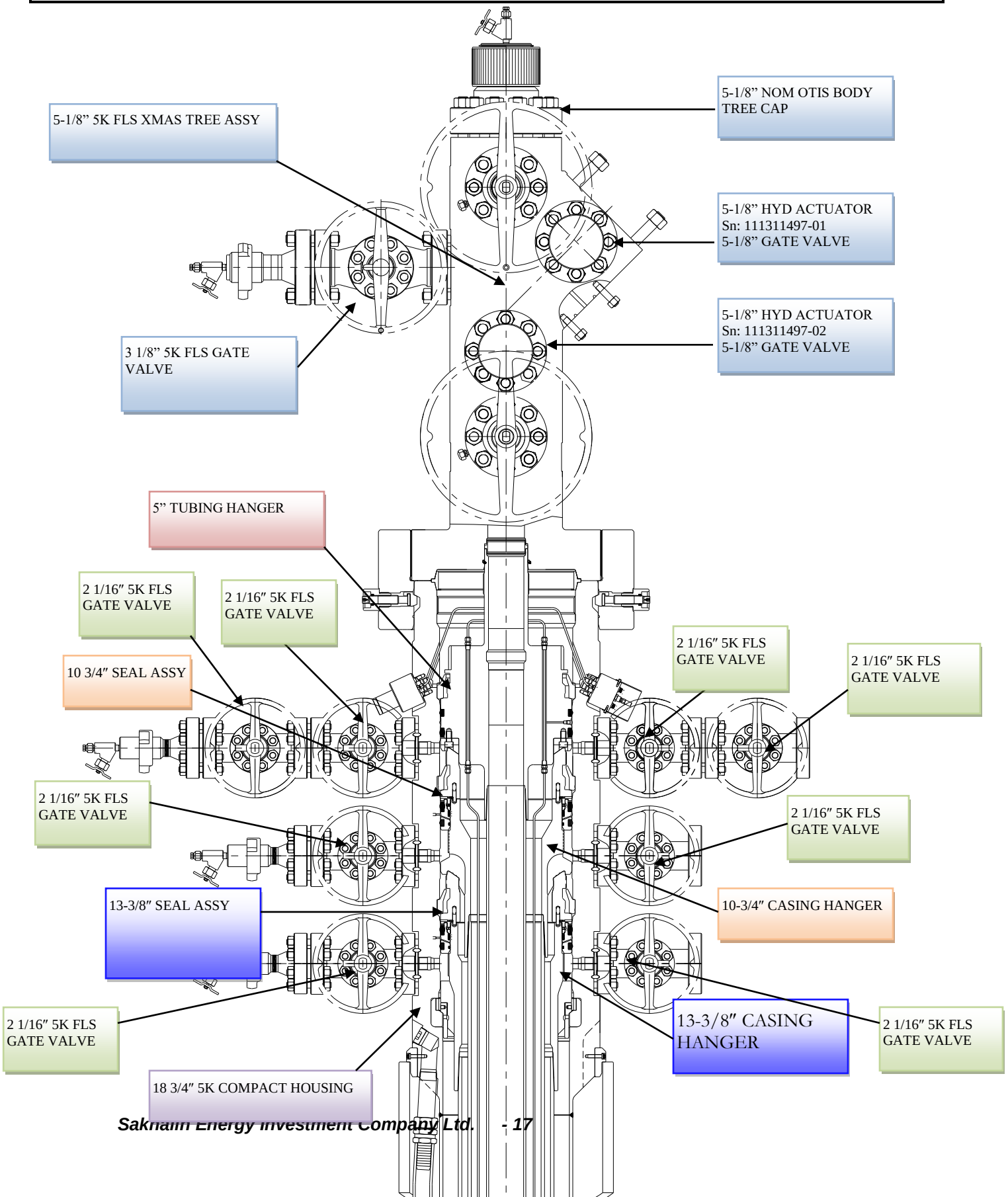
10. Журнал описания работ по строительству скважины / Drilling operations log

Дата	Забой, м	Проходка, м	Плотность раствора, г/см^3	Время строительства, сут
04.11.2013 – 10.11.2013	**742**	**597**	**1,12**	**5**
	Сборка КНБК 24**”** (609.6 мм). Опрессовка клапанов ПВО. Очистка направляющей колонны до глубины 144 м. Бурение секции 24**”** (609.6 мм) в режиме направленного бурения до глубины 742 м по стволу (667.5 м по вертикали) со средней проходкой 19 м/ч (включая время на наращивание и замеры). Промывка скважины на забое. Прокачка вязкой пачки на забой. Подъём инструмента на элеваторе. Разбока КНБК. Монтаж оборудования для спуска обсадной колонны. Спуск колонны 473.08 мм (18-5/8”) до 703 м по стволу. Монтаж и ориентация колонной головки на буровой площадке. Спуск и посадка колонной головки (башмак колонны на глубине 739 м по стволу). Сборка и спуск цементировочного инструмента до глубины 736 м. Обработка раствора в скважине перед цементажом. Цементаж обсадной колонны с 89 м3 первой стадии и 15 м3 второй стадии цемента. Продавка цемента. Промывка линий и подъём цементировочного инструмента. Начало демонтажа райзеров низкого давления и дивертера.			
02.12.2013 – 08.12.2013	**1996,32**	**1257,32**	**1,23**	**12**
	Опрессовка ПВО. Опрессовка обсадной колонны 18-5/8 “ (473.1 мм) на давление 97 бар (1400 psi). Сборка 16” (406.4 мм) КНБК и спуск компоновки. Разбуривание башмака колонны 18-5/8” (473,1 мм) и 3 м нового ствола до глубины 745 м. Выравнивание веса раствора и проведение теста на приёмистость (эквивалентный вес раствора 1.397 г/л). Бурение 16” (406,4 мм) секции до глубины 1277 м. Подъём инструмента с проработкой до глубины 739 м. Подъём КНБК на поверхность и смена забойного двигателя с телеметрией. Спуск инструмента до глубины 1277 м по стволу. Добуривание секции 16” до проектной глубины 1996,32 м по стволу (1038.83 м по вертикали). Подъём с проработкой до башмака колонны 18-5/8” (473.1 мм). Закачка высоковязкой пачки и очистка ствола. Подъём инструмента на элеваторах и разборка КНБК.			
09.12.2013 – 15.12.2013	**2490**	**493,7**	**1,28**	**19**
	Монтаж оборудования для спуска колонны 13-3/8” (339,7 мм). Сборка башмака и спуск колонны до глубины 1990,8 м по стволу. Посадка колонны и монтаж оборудования для цементирования. Цементирование обсадной колонны с закачкой 81,1 м3 раствора. Опрессовка обсадной колонны 176 бар (2550 psi). Установка уплотнеия колонной головки и опрессовка уплотнения. Опрессовка ПВО. Сборка КНБК для бурения секции 12-1/4” (311,15 мм). Спуск инструмента и разбуривание башмака. Проведение теста на приёмистость (эквивалентный вес раствора 1,397 г/л). Бурение секции 12-1/4” (311,15 мм) до глубины 2490 м по стволу (1264 м по вертикали).			

	3152,4	**662,4**	**1,28**	**26**
16.12.2013 – 22.12.2013	Бурение секции 12-1/4” (311.15 mm) до глубины 2617 м по стволу. Отбор проб (4 точки). Бурение до проектной глубины 3152,4 м по стволу (1898,37 м по вертикали). Циркуляция для очистки скважины. Отбор проб (12 точек). Подъём с проработкой в башмак колонны 13-3/8” до глубины 1970 м. Промывка скважины. Спуск компоновки на забой. Закачка высоковязкой пачки. Отбор проб (12 точек). Подъём инструмента и разборка КНБК. Монтаж оборудования для спуска обсадной колонны. Спуск и посадка колонны 9-5/8” (244,5 мм) (башмак на глубине 3146,51 м по стволу). Циркуляция для выравнивания свойств раствора. Цементирование обсадной колонны с закачкой двух пачек цементного раствора (26,8 м3 Litefill и 25,8 м3 Класс G). Продавка цементного раствора 119,4 м3 буровой жидкости. Опрессовка обсадной колонны на давление 2500 psi (172 бар) в течении 30 мин. Демонтаж оборудования для спуска обсадной колонны. Перетяжка бурового каната.			
	3152,4	**-**	**1,06**	**33**
23.12.2013 – 29.12.2013	Установка уплотнения колонной головки и опрессовка на 5000 psi (345 бар). Сборка и спуск скребков на глубину 3119,8 по стволу с очисткой интервалов установки пакеров. Очистка скважины и замещение на морскую воду. Опрессовка колонны 9-5/8” (244,5 мм) на давление 5000 psi (345 бар) в течении 30 мин. Замещение скважины на минерализированный раствор. Подъём компоновки до глубины 150 м по стволу. Закачка незамерзающей пачки (минирализованное масло). Разбор компоновки. Монтаж оборудования для каротажа. Спуск каротажного инструмента и каротаж качества цемента. Подъём каротажного оборудования. Опрессовка ПВО. Сборка перфораторов			
	3152.4	**-**	**1,06**	**40**
30.12.2013 – 05.01.2014	Спуск перфораторов до глубины 3043 м. Подъём перфораторов. Смена уплотнительного элемента на универсальном превенторе. Опрессовка универсального превентора. Сборка и спуск перфораторов до глубины 3052 м. Монтаж каротажного оборудования. Спуск каротажного оборудования и корреляция интервала перфорации. Подъём и демонтаж каротажного оборудования. Перфорация скважины и подъём перфораторов. Сборка и спуск компоновки скребков. Зачистка интервалов установки пакеров. Подъём скребков. Сборка и спуск компоновки извлекаемого пакера до глубины 2951.9 м. Проведение теста на приёмистость. Подъём пакера до глубины 2022 м.			
	3152.4	**-**	**1,06**	**47**
06.01.2014 – 12.01.2014	Подъём пакера. Сборка и спуск колонны НКТ до глубины 2899 м по стволу и установка головки НКТ. Закачка незамерзающей жидкости в затрубное пространство. Установка пакеров. Опрессовка колонны НКТ на 5000 psi (345 бар) в течении 30 минут. Опрессовка затрубного пространства на 5000 psi (345 бар) в течении 30 минут. Монтаж оборудования и установка пробки в профиле подвески НКТ. Опрессовка пробки на давление 4800 psi (330 бар). Демонтаж ПВО. Подсоединение контрольных линий и опрессовка линий на 5000 psi (345 бар) в течении 15 минут. Установка противофонтанной арматуры. Опрессовка противофонтанной арматуры на давление 5000 psi (345 бар). Начат монтаж оборудования для извлечения пробки.			

	3152.4	**-**	**1,06**	**54**
13.01.2014 – 19.01.2014	Извлечение пробки из профиля подвески НКТ. Демонтаж оборудования для внутрискваженных работ. Монтаж каротажного оборудования. Спуск оборудования и извлечение пробки из профиля. Демонтаж каротажного оборудования. Опрессовка фланца фонтанной арматуры. Передача скважины в эксплуатацию. Начало смены установки ПВО..			

11. Схема оборудования устья скважины ПБ-407 / Wellhead and X-mas tree schematic PB-407



12. Инклинометрия ствола скважины ПБ-407 / Definitive survey report on well PB-407

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
0,00	0,00	305,00	0,00	4,74	-7,66	0,00
94,98	0,00	0,00	94,98	4,74	-7,66	0,00
113,71	1,99	266,70	113,71	4,72	-7,99	0,30
128,72	4,44	268,11	128,69	4,69	-8,83	1,09
135,85	4,91	268,77	135,80	4,67	-9,41	1,63
144,98	5,64	275,74	144,89	4,71	-10,25	2,44
149,73	6,05	278,68	149,61	4,77	-10,73	2,91
162,58	6,22	283,22	162,39	5,03	-12,08	4,27
179,18	7,13	289,94	178,88	5,59	-13,92	6,20
193,97	7,44	292,51	193,55	6,27	-15,67	8,07
207,33	8,13	296,86	206,79	7,03	-17,31	9,87
222,86	8,71	297,98	222,15	8,07	-19,33	12,12
251,49	10,95	302,95	250,36	10,57	-23,52	16,89
280,19	12,09	304,25	278,48	13,74	-28,30	22,44
308,51	14,04	304,48	306,06	17,36	-33,58	28,60
337,63	16,30	306,22	334,17	21,77	-39,79	35,91
366,36	19,02	306,53	361,54	26,94	-46,80	44,21
395,38	21,37	307,54	388,78	32,98	-54,80	53,73
424,24	24,78	307,56	415,32	39,87	-63,76	64,44
453,14	28,10	307,22	441,20	47,68	-73,99	76,64
471,20	29,58	306,96	457,02	52,94	-80,94	84,91
499,93	31,95	307,56	481,70	61,84	-92,63	98,85
528,40	33,18	308,73	505,69	71,30	-104,68	113,31
557,29	33,90	309,18	529,77	81,34	-117,09	128,30
585,73	36,98	309,98	552,94	91,85	-129,80	143,71
613,57	39,74	310,06	574,77	102,96	-143,03	159,82
643,42	40,62	306,93	597,58	114,94	-158,10	177,95
671,86	42,93	305,76	618,79	126,16	-173,36	196,02
700,89	46,01	304,97	639,50	137,93	-189,95	215,52
714,58	47,10	304,59	648,91	143,60	-198,11	225,07

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
739,00	47,37	303,18	665,50	153,59	-212,99	242,39
742,63	47,41	302,97	667,95	155,05	-215,23	244,97
771,57	51,01	301,52	686,86	166,73	-233,76	266,28
800,27	52,93	299,29	704,54	178,17	-253,26	288,43
829,08	55,97	297,63	721,29	189,33	-273,87	311,54
857,94	59,24	296,19	736,75	200,35	-295,60	335,66
886,67	62,27	294,44	750,78	211,06	-318,25	360,56
915,32	65,65	293,28	763,36	221,47	-341,79	386,20
944,13	67,35	292,48	774,85	231,74	-366,13	412,55
973,06	69,69	290,32	785,44	241,56	-391,20	439,44
1001,83	72,01	288,51	794,88	250,59	-416,83	466,62
1030,68	74,90	286,91	803,09	259,00	-443,17	494,26
1059,57	77,51	286,03	809,98	266,95	-470,07	522,29
1088,39	76,87	286,13	816,37	274,73	-497,08	550,36
1117,09	76,82	285,75	822,90	282,41	-523,95	578,28
1145,87	76,78	284,93	829,48	289,82	-550,97	606,24
1174,69	76,38	283,75	836,17	296,76	-578,13	634,19
1203,52	76,40	283,07	842,95	303,26	-605,38	662,08
1232,29	76,02	283,17	849,81	309,60	-632,60	689,89
1260,34	75,31	284,17	856,75	316,03	-659,00	716,95
1289,44	75,55	285,46	864,07	323,23	-686,23	745,05
1318,26	75,34	287,03	871,32	331,03	-713,01	772,91
1347,01	75,43	288,89	878,57	339,61	-739,47	800,73
1375,62	75,76	288,94	885,69	348,59	-765,69	828,44
1404,35	75,70	289,58	892,77	357,78	-791,97	856,28
1433,18	75,84	289,66	899,86	367,16	-818,29	884,22
1462,14	75,59	289,39	907,00	376,54	-844,75	912,29
1490,70	75,62	289,34	914,10	385,71	-870,84	939,95
1519,47	75,62	289,26	921,25	394,92	-897,15	967,82
1548,27	75,63	289,04	928,40	404,07	-923,50	995,71
1577,04	76,10	289,21	935,42	413,22	-949,86	1023,61
1605,96	75,68	289,27	942,47	422,46	-976,34	1051,66
1634,67	75,68	289,65	949,58	431,73	-1002,57	1079,48

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
1663,51	75,51	289,72	956,75	441,13	-1028,87	1107,41
1692,35	75,78	290,15	963,90	450,66	-1055,14	1135,34
1720,91	75,52	290,35	970,98	460,24	-1081,09	1163,00
1749,50	75,78	290,44	978,06	469,89	-1107,06	1190,69
1776,91	75,74	290,89	984,81	479,27	-1131,91	1217,24
1807,00	75,77	290,18	992,21	489,50	-1159,23	1246,39
1835,79	75,89	289,54	999,26	498,98	-1185,48	1274,30
1864,43	75,79	289,52	1006,27	508,26	-1211,65	1302,07
1893,24	75,90	289,02	1013,31	517,48	-1238,02	1330,00
1922,08	75,86	289,31	1020,35	526,66	-1264,44	1357,97
1950,74	75,93	289,59	1027,33	535,92	-1290,65	1385,77
1978,97	75,85	289,12	1034,21	544,99	-1316,48	1413,14
1990,80	75,74	288,94	1037,12	548,73	-1327,32	1424,61
2007,11	75,59	288,70	1041,15	553,83	-1342,28	1440,41
2035,78	75,30	288,36	1048,36	562,65	-1368,59	1468,16
2064,58	75,38	288,32	1055,65	571,42	-1395,04	1496,03
2093,20	75,38	289,09	1062,87	580,30	-1421,27	1523,72
2121,94	75,40	289,16	1070,12	589,41	-1447,54	1551,53
2150,71	75,32	289,27	1077,39	598,57	-1473,83	1579,36
2179,54	72,52	289,41	1085,38	607,74	-1499,97	1607,06
2208,45	69,04	289,45	1094,89	616,82	-1525,71	1634,36
2237,21	65,78	289,58	1105,94	625,69	-1550,73	1660,90
2266,03	62,07	289,97	1118,60	634,45	-1575,09	1686,78
2294,41	58,59	290,41	1132,65	642,95	-1598,23	1711,43
2323,29	55,70	290,80	1148,32	651,49	-1620,93	1735,68
2352,33	52,72	290,62	1165,30	659,82	-1642,96	1759,22
2380,94	49,79	290,07	1183,20	667,58	-1663,88	1781,52
2409,74	47,02	289,24	1202,32	674,83	-1684,16	1803,05
2438,24	44,49	289,25	1222,20	681,56	-1703,44	1823,47
2467,02	41,57	289,04	1243,24	688,00	-1721,99	1843,11
2495,95	38,14	288,55	1265,44	693,97	-1739,54	1861,64
2524,70	34,34	287,98	1288,63	699,30	-1755,67	1878,63
2553,55	31,15	288,12	1312,89	704,13	-1770,51	1894,24

Глубина по стволу	Угол	Азимут	Глубина по вертикали	С/-Ю	В/-З	Отход
м	град	град	м	м	м	м
2582,33	27,89	288,95	1337,93	708,64	-1783,95	1908,41
2610,87	24,35	288,70	1363,55	712,69	-1795,84	1920,98
2640,06	20,85	288,15	1390,50	716,24	-1806,48	1932,19
2668,54	18,12	289,60	1417,34	719,31	-1815,47	1941,69
2697,42	14,85	290,85	1445,03	722,13	-1823,16	1949,88
2726,23	11,13	290,13	1473,10	724,40	-1829,22	1956,35
2755,02	7,62	289,27	1501,50	725,99	-1833,64	1961,04
2783,68	4,14	288,30	1530,01	726,94	-1836,41	1963,98
2812,53	1,69	293,89	1558,82	727,44	-1837,79	1965,44
2841,10	0,09	311,70	1587,38	727,63	-1838,19	1965,88
2869,98	0,03	107,85	1616,26	727,64	-1838,20	1965,90
2898,64	0,03	82,94	1644,92	727,64	-1838,19	1965,88
2927,40	0,09	45,77	1673,68	727,65	-1838,17	1965,86
2956,26	0,03	61,65	1702,54	727,67	-1838,14	1965,85
2984,67	0,06	259,93	1730,95	727,67	-1838,15	1965,86
3013,74	0,03	187,29	1760,02	727,66	-1838,17	1965,87
3042,40	0,04	30,10	1788,68	727,67	-1838,16	1965,87
3071,21	0,06	89,39	1817,49	727,67	-1838,14	1965,85
3099,89	0,06	263,14	1846,17	727,67	-1838,14	1965,85
3128,28	0,09	42,59	1874,56	727,69	-1838,14	1965,85
3146,50	0,04	72,85	1892,78	727,70	-1838,13	1965,84
3152,00	0,03	100,00	1898,28	727,70	-1838,12	1965,84

13. Мера 473,1-мм кондуктор / 18 5/8”surface casing tally report

Тип обсадной колонны:	Кондуктор
Глубина скважины на момент спуска, м:	742
Плановая глубина спуска, м:	738
Фактическая глубина спуска, м:	738.71
Расстояние от стола ротора до верха ОК, м:	32,960
Общая длинна обсадной колонны, м:	705,740
Коэффициент плавучести:	0,864
Вес блока, тн:	34
Тип меры:	Фактическая
Тип колонной головки:	Cameron, SSMC, 18-5/8"

Спецификация на трубы

Описание	Размер, мм	Производитель	Вес, кг/м	Тип резьбы	Марка стали
473.1мм, 96.5 ppf, N80Q	473,075	Sumitomo	143,6	BIG OMEGA	N80Q

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
Башмак + обратный клапан	12,320	12,320	726,39	738,71	1 Спиральный	По центру
1	12,155	24,475	714,23	726,39		
2	12,020	36,495	702,21	714,23	1 Спиральный	По центру
3	12,723	49,218	689,49	702,21	1 Спиральный	По центру
4	12,635	61,854	676,85	689,49	1 Спиральный	По центру
5	12,924	74,778	663,93	676,85	1 Спиральный	По центру
6	12,945	87,724	650,99	663,93	1 Спиральный	По центру
7	12,536	100,260	638,45	650,99	1 Спиральный	По центру
8	12,504	112,764	625,94	638,45	1 Спиральный	По центру
9	12,470	125,235	613,47	625,94	1 Спиральный	По центру
10	12,846	138,081	600,63	613,47	1 Спиральный	По центру
11	13,089	151,171	587,54	600,63	1 Спиральный	По центру
12	12,702	163,873	574,84	587,54	1 Спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
13	12,817	176,690	562,02	574,84	1 Спиральный	По центру
14	12,677	189,368	549,34	562,02		
15	12,798	202,166	536,54	549,34	1 Спиральный	По центру
16	12,569	214,735	523,97	536,54		
17	12,880	227,616	511,09	523,97	1 Спиральный	По центру
18	12,879	240,495	498,21	511,09		
19	12,467	252,963	485,75	498,21	1 Спиральный	По центру
20	11,353	264,316	474,39	485,75		
21	12,287	276,603	462,11	474,39	1 Спиральный	По центру
22	11,971	288,575	450,13	462,11		
23	11,868	300,443	438,27	450,13	1 Спиральный	По центру
24	12,800	313,244	425,47	438,27		
25	12,948	326,192	412,52	425,47	1 Спиральный	По центру
26	12,873	339,065	399,64	412,52		
27	12,739	351,805	386,90	399,64	1 Спиральный	По центру
28	12,874	364,679	374,03	386,90		
29	12,571	377,251	361,46	374,03	1 Спиральный	По центру
30	12,534	389,785	348,92	361,46		
31	12,835	402,620	336,09	348,92	1 Спиральный	По центру
32	12,705	415,326	323,38	336,09		
33	12,751	428,077	310,63	323,38	1 Спиральный	По центру
34	11,679	439,757	298,95	310,63		
35	12,799	452,556	286,15	298,95	1 Спиральный	По центру
36	11,144	463,700	275,01	286,15		
37	12,587	476,288	262,42	275,01	1 Спиральный	По центру
38	12,757	489,045	249,66	262,42		
39	11,845	500,890	237,82	249,66	1 Спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
40	12,143	513,034	225,67	237,82		
41	12,759	525,793	212,92	225,67	1 Спиральный	По центру
42	12,826	538,620	200,09	212,92		
43	11,748	550,368	188,34	200,09	1 Спиральный	По центру
44	12,746	563,114	175,59	188,34		
45	12,908	576,023	162,69	175,59	1 Спиральный	По центру
46	12,597	588,620	150,09	162,69	1 Спиральный	По центру
47	12,828	601,449	137,26	150,09	1 Спиральный	По центру
48	12,818	614,267	124,44	137,26		
49	12,813	627,080	111,63	124,44		
50	12,551	639,632	99,08	111,63		
51	12,177	651,809	86,90	99,08	1 Спиральный	По центру
52	12,673	664,483	74,23	86,90		
53	12,838	677,321	61,39	74,23		
54	12,894	690,215	48,49	61,39		
55	12,858	703,074	35,64	48,49		
56	2,675	654,484	32,96	35,64		

14. Мера 339,7-мм промежуточная колонна / 13 3/8" Intermidiate casing tally report

Тип обсадной колонны:	Промежуточная
Глубина скважины на момент спуска, м:	1996
Плановая глубина спуска, м:	1990,8
Фактическая глубина спуска, м:	1990,8
Расстояние от стола ротора до верха ОК, м:	32,77
Общая длинна обсадной колонны, м:	1958,03
Коэффициент плавучести:	0,84
Вес блока, тн:	34
Тип меры:	Фактическая
Тип колонной головки:	Cameron, SSMC, 18-5/8"

Спецификация на трубы

Описание	Размер, мм	Производитель	Вес, кг/м	Тип резьбы	Марка стали
13 3/8", 68 ppf, L80, Vam Top	339,7	Sumitomo	101,2	Vam Top	L80

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
Башмак с обратным клапаном	0,99	0,99	1989,81	1990,80		
2	12,84	13,83	1976,97	1989,81	1 пружинный	По центру
3	12,81	26,64	1964,16	1976,97		
Обратный клапан	0,62	27,26	1963,55	1964,16		
5	12,02	39,27	1951,53	1963,55	1 пружинный	По центру
6	12,84	52,11	1938,69	1951,53	1 спиральный	По центру
7	12,84	64,95	1925,85	1938,69	1 спиральный	По центру
8	12,79	77,74	1913,06	1925,85	1 спиральный	По центру
9	12,84	90,58	1900,22	1913,06	1 спиральный	По центру
10	12,82	103,40	1887,40	1900,22	1 спиральный	По центру
11	12,84	116,24	1874,56	1887,40	1 спиральный	По центру
12	12,84	129,08	1861,72	1874,56	1 спиральный	По центру
13	12,84	141,92	1848,88	1861,72	1 спиральный	По центру
14	12,64	154,56	1836,24	1848,88	1 спиральный	По центру
15	12,84	167,40	1823,40	1836,24	1 спиральный	По центру
16	12,85	180,25	1810,55	1823,40	1 спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
17	12,84	193,09	1797,71	1810,55	1 спиральный	По центру
18	12,63	205,73	1785,08	1797,71	1 спиральный	По центру
19	12,84	218,57	1772,23	1785,08	1 спиральный	По центру
20	12,84	231,41	1759,39	1772,23	1 спиральный	По центру
21	12,84	244,25	1746,55	1759,39	1 спиральный	По центру
22	12,84	257,09	1733,71	1746,55	1 спиральный	По центру
23	12,84	269,94	1720,87	1733,71	1 спиральный	По центру
24	12,64	282,58	1708,22	1720,87	1 спиральный	По центру
25	12,70	295,27	1695,53	1708,22	1 спиральный	По центру
26	12,84	308,11	1682,69	1695,53	1 спиральный	По центру
27	12,84	320,96	1669,85	1682,69	1 спиральный	По центру
28	12,84	333,80	1657,01	1669,85	1 спиральный	По центру
29	12,84	346,64	1644,17	1657,01	1 спиральный	По центру
30	12,84	359,48	1631,33	1644,17	1 спиральный	По центру
31	12,04	371,52	1619,29	1631,33	1 спиральный	По центру
32	12,84	384,36	1606,45	1619,29	1 спиральный	По центру
33	12,84	397,20	1593,60	1606,45	1 спиральный	По центру
34	12,84	410,04	1580,76	1593,60	1 спиральный	По центру
35	12,62	422,66	1568,15	1580,76	1 спиральный	По центру
36	12,84	435,50	1555,31	1568,15	1 спиральный	По центру
37	12,84	448,33	1542,47	1555,31	1 спиральный	По центру
38	12,77	461,11	1529,70	1542,47	1 спиральный	По центру
39	12,84	473,95	1516,85	1529,70	1 спиральный	По центру
40	11,85	485,80	1505,01	1516,85	1 спиральный	По центру
41	12,72	498,52	1492,29	1505,01	1 спиральный	По центру
42	12,79	511,31	1479,50	1492,29	1 спиральный	По центру
43	12,84	524,15	1466,66	1479,50	1 спиральный	По центру
44	12,84	536,99	1453,82	1466,66	1 спиральный	По центру
45	11,90	548,89	1441,91	1453,82	1 спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
46	12,72	561,61	1429,19	1441,91	1 спиральный	По центру
47	11,87	573,48	1417,32	1429,19	1 спиральный	По центру
48	12,84	586,33	1404,48	1417,32	1 спиральный	По центру
49	12,84	599,17	1391,63	1404,48	1 спиральный	По центру
50	12,84	612,01	1378,79	1391,63	1 спиральный	По центру
51	12,84	624,85	1365,95	1378,79	1 спиральный	По центру
52	12,25	637,10	1353,70	1365,95	1 спиральный	По центру
53	12,84	649,94	1340,86	1353,70	1 спиральный	По центру
54	12,84	662,78	1328,02	1340,86	1 спиральный	По центру
55	11,14	673,92	1316,88	1328,02	1 спиральный	По центру
56	12,84	686,76	1304,04	1316,88	1 спиральный	По центру
57	12,82	699,58	1291,23	1304,04	1 спиральный	По центру
58	12,84	712,42	1278,39	1291,23	1 спиральный	По центру
59	12,54	724,95	1265,85	1278,39	1 спиральный	По центру
60	12,64	737,59	1253,21	1265,85	1 спиральный	По центру
61	12,84	750,43	1240,37	1253,21	1 спиральный	По центру
62	12,74	763,17	1227,64	1240,37	1 спиральный	По центру
63	12,84	776,01	1214,79	1227,64	1 спиральный	По центру
64	12,84	788,85	1201,95	1214,79	1 спиральный	По центру
65	12,85	801,70	1189,11	1201,95	1 спиральный	По центру
66	12,84	814,54	1176,26	1189,11	1 спиральный	По центру
67	12,79	827,33	1163,48	1176,26	1 спиральный	По центру
68	12,84	840,17	1150,63	1163,48	1 спиральный	По центру
69	12,24	852,41	1138,40	1150,63	1 спиральный	По центру
70	12,84	865,25	1125,56	1138,40	1 спиральный	По центру
71	12,84	878,09	1112,71	1125,56	1 спиральный	По центру
72	12,53	890,62	1100,18	1112,71	1 спиральный	По центру
73	12,84	903,46	1087,34	1100,18	1 спиральный	По центру
74	12,84	916,30	1074,50	1087,34	1 спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
75	12,76	929,06	1061,74	1074,50	1 спиральный	По центру
76	12,03	941,09	1049,71	1061,74	1 спиральный	По центру
77	12,05	953,14	1037,67	1049,71	1 спиральный	По центру
78	12,24	965,38	1025,43	1037,67	1 спиральный	По центру
79	12,84	978,22	1012,59	1025,43	1 спиральный	По центру
80	12,78	991,00	999,80	1012,59	1 спиральный	По центру
81	12,83	1003,83	986,98	999,80	1 спиральный	По центру
82	12,18	1016,00	974,80	986,98	1 спиральный	По центру
83	12,84	1028,85	961,96	974,80	1 спиральный	По центру
84	12,84	1041,69	949,11	961,96	1 спиральный	По центру
85	12,69	1054,38	936,42	949,11	1 спиральный	По центру
86	12,76	1067,14	923,67	936,42	1 спиральный	По центру
87	12,76	1079,90	910,91	923,67	1 спиральный	По центру
88	12,76	1092,66	898,15	910,91	1 спиральный	По центру
89	12,84	1105,50	885,30	898,15	1 спиральный	По центру
90	12,84	1118,34	872,46	885,30	1 спиральный	По центру
91	11,31	1129,65	861,16	872,46	1 спиральный	По центру
92	12,78	1142,43	848,37	861,16	1 спиральный	По центру
93	12,80	1155,23	835,58	848,37	1 спиральный	По центру
94	12,42	1167,64	823,16	835,58	1 спиральный	По центру
95	12,38	1180,02	810,78	823,16	1 спиральный	По центру
96	12,79	1192,81	798,00	810,78	1 спиральный	По центру
97	12,66	1205,46	785,34	798,00	1 спиральный	По центру
98	12,83	1218,30	772,51	785,34	1 спиральный	По центру
99	12,84	1231,13	759,67	772,51	1 спиральный	По центру
100	12,80	1243,93	746,87	759,67	1 спиральный	По центру
101	12,79	1256,72	734,09	746,87	1 спиральный	По центру
102	12,84	1269,56	721,24	734,09	1 спиральный	По центру
103	12,84	1282,40	708,40	721,24	1 спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
104	11,87	1294,27	696,53	708,40	1 спиральный	По центру
105	12,84	1307,12	683,69	696,53	1 спиральный	По центру
106	12,82	1319,94	670,87	683,69	1 спиральный	По центру
107	12,73	1332,67	658,13	670,87	1 спиральный	По центру
108	12,84	1345,51	645,29	658,13	1 спиральный	По центру
109	12,84	1358,35	632,45	645,29	1 спиральный	По центру
110	12,74	1371,09	619,72	632,45	1 спиральный	По центру
111	12,70	1383,78	607,02	619,72	1 спиральный	По центру
112	12,70	1396,48	594,32	607,02	1 спиральный	По центру
113	12,63	1409,12	581,69	594,32	1 спиральный	По центру
114	12,84	1421,96	568,85	581,69		
115	12,84	1434,80	556,01	568,85		
116	12,76	1447,56	543,25	556,01		
117	12,65	1460,20	530,60	543,25		
118	12,84	1473,05	517,76	530,60		
119	12,70	1485,74	505,06	517,76		
120	12,82	1498,57	492,24	505,06		
121	12,73	1511,30	479,51	492,24		
122	12,65	1523,95	466,86	479,51		
123	12,84	1536,78	454,02	466,86		
124	12,73	1549,51	441,29	454,02		
125	12,84	1562,35	428,45	441,29		
126	12,75	1575,10	415,71	428,45		
127	12,73	1587,83	402,97	415,71		
128	12,66	1600,49	390,31	402,97		
129	12,65	1613,14	377,67	390,31		
130	12,53	1625,67	365,13	377,67		
131	12,82	1638,49	352,31	365,13		
132	12,84	1651,33	339,47	352,31		

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
133	12,84	1664,17	326,63	339,47		
134	12,79	1676,97	313,84	326,63		
135	12,84	1689,81	301,00	313,84		
136	12,84	1702,65	288,16	301,00		
137	12,84	1715,49	275,32	288,16		
138	12,84	1728,33	262,48	275,32		
139	12,84	1741,16	249,64	262,48		
140	12,64	1753,80	237,00	249,64		
141	12,69	1766,49	224,32	237,00		
142	12,67	1779,16	211,65	224,32		
143	11,93	1791,09	199,72	211,65		
144	11,93	1803,02	187,79	199,72		
145	12,76	1815,78	175,03	187,79		
146	12,84	1828,61	162,19	175,03		
147	12,65	1841,26	149,55	162,19		
148	12,84	1854,10	136,70	149,55		
149	12,66	1866,76	124,04	136,70		
150	12,74	1879,49	111,31	124,04		
151	12,73	1892,22	98,58	111,31		
152	12,48	1904,70	86,11	98,58		
153	12,84	1917,54	73,26	86,11		
154	12,84	1930,38	60,42	73,26		
155	12,73	1943,11	47,69	60,42		
156	12,84	1955,96	34,85	47,69		
157	2,08	1958,03	32,77	34,85		
158	1,69	1959,72	31,09	32,77		

15. Мера 244,5-мм эксплуатационной колонны / 9 5/8" production casing tally report

Тип обсадной колонны:	Эксплуатационная
Глубина скважины на момент спуска, м:	3152,40
Плановая глубина спуска, м:	3146,51
Фактическая глубина спуска, м:	3146,51
Расстояние от стола ротора до верха ОК, м:	32,3
Общая длинна обсадной колонны, м:	3114,27
Коэффициент плавучести:	0,834
Вес блока, тн:	34
Тип меры:	Фактическая
Тип колонной головки:	Cameron, SSMC, 18-5/8"

Спецификация на трубы

Описание	Размер, мм	Производитель	Вес, кг/м	Тип резьбы	Марка стали
9- 5/8", 47 ppf, L80, Vam Top	244.5	Sumitomo	69.9	Vam Top	L80

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
Башмак с обратным клапаном	0,860	0,860	3145,65	3146,51		
2	12,765	13,625	3132,88	3145,65	спиральный	По центру
3	12,840	26,465	3120,04	3132,88	спиральный	По центру
Обратный клапан	0,463	26,928	3119,58	3120,04		
5	12,850	39,778	3106,73	3119,58	спиральный	По центру
6	12,758	52,536	3093,97	3106,73	спиральный	По центру
7	12,841	65,377	3081,13	3093,97	спиральный	По центру
8	12,811	78,188	3068,32	3081,13	спиральный	По центру
9	12,843	91,031	3055,48	3068,32	спиральный	По центру
10	12,843	103,874	3042,63	3055,48	спиральный	По центру
11	12,841	116,715	3029,79	3042,63	спиральный	По центру
12	12,707	129,422	3017,09	3029,79	спиральный	По центру
13	12,639	142,061	3004,45	3017,09	спиральный	По центру
14	12,641	154,702	2991,81	3004,45	спиральный	По центру
15	12,569	167,271	2979,24	2991,81	спиральный	По центру
16	12,718	179,990	2966,52	2979,24	спиральный	По центру
17	1,905	181,895	2964,61	2966,52		
18	12,519	194,414	2952,10	2964,61	спиральный	По центру
19	12,840	207,254	2939,26	2952,10	спиральный	По центру
20	12,771	220,025	2926,48	2939,26	спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
21	12,841	232,866	2913,64	2926,48	спиральный	По центру
22	12,824	245,690	2900,82	2913,64	спиральный	По центру
23	12,818	258,508	2888,00	2900,82	спиральный	По центру
24	12,792	271,300	2875,21	2888,00	спиральный	По центру
25	12,808	284,108	2862,40	2875,21	спиральный	По центру
26	12,808	296,916	2849,59	2862,40	спиральный	По центру
27	12,771	309,687	2836,82	2849,59	спиральный	По центру
28	12,723	322,410	2824,10	2836,82	спиральный	По центру
29	12,844	335,254	2811,25	2824,10	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
30	12,661	347,915	2798,59	2811,25	спиральный	По центру
31	12,604	360,519	2785,99	2798,59	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
32	12,522	373,041	2773,47	2785,99	спиральный	По центру
33	12,502	385,543	2760,97	2773,47	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
34	12,842	398,385	2748,12	2760,97	спиральный	По центру
35	12,836	411,221	2735,29	2748,12	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
36	12,843	424,064	2722,44	2735,29	спиральный	По центру
37	12,837	436,901	2709,61	2722,44	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
38	12,844	449,745	2696,76	2709,61	спиральный	По центру
39	12,533	462,278	2684,23	2696,76	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
40	12,842	475,120	2671,39	2684,23	спиральный	По центру
41	1,903	477,024	2669,49	2671,39		
42	12,797	489,821	2656,69	2669,49	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
43	12,834	502,655	2643,85	2656,69	спиральный	По центру
44	12,786	515,441	2631,07	2643,85	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
45	12,842	528,283	2618,23	2631,07	спиральный	По центру
46	12,645	540,928	2605,58	2618,23	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
47	12,502	553,430	2593,08	2605,58	спиральный	По центру
48	12,834	566,264	2580,25	2593,08	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
49	12,842	579,106	2567,40	2580,25	спиральный	По центру
50	12,733	591,839	2554,67	2567,40	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
51	12,786	604,625	2541,88	2554,67	спиральный	По центру
52	12,784	617,409	2529,10	2541,88	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
53	12,796	630,205	2516,30	2529,10	спиральный	По центру
54	12,842	643,047	2503,46	2516,30	2 спиральных	2 м от верха / 2 м от низа
55	12,743	655,790	2490,72	2503,46	спиральный	По центру
56	12,846	668,636	2477,87	2490,72	спиральный	По центру
57	12,736	681,372	2465,14	2477,87	спиральный	По центру
58	12,732	694,104	2452,40	2465,14	спиральный	По центру
59	12,683	706,787	2439,72	2452,40	спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
60	12,721	719,508	2427,00	2439,72	спиральный	По центру
61	12,791	732,299	2414,21	2427,00	спиральный	По центру
62	12,770	745,069	2401,44	2414,21	спиральный	По центру
63	12,843	757,912	2388,60	2401,44	спиральный	По центру
64	12,642	770,554	2375,95	2388,60	спиральный	По центру
65	12,694	783,248	2363,26	2375,95	спиральный	По центру
66	12,684	795,933	2350,58	2363,26	спиральный	По центру
67	12,609	808,542	2337,97	2350,58	спиральный	По центру
68	12,842	821,384	2325,13	2337,97	спиральный	По центру
69	12,822	834,206	2312,30	2325,13	спиральный	По центру
70	12,546	846,752	2299,76	2312,30	спиральный	По центру
71	12,834	859,586	2286,92	2299,76	спиральный	По центру
72	12,730	872,316	2274,19	2286,92	спиральный	По центру
73	12,729	885,045	2261,46	2274,19	спиральный	По центру
74	12,698	897,743	2248,77	2261,46	спиральный	По центру
75	12,840	910,583	2235,93	2248,77	спиральный	По центру
76	12,844	923,427	2223,08	2235,93	спиральный	По центру
77	12,807	936,234	2210,27	2223,08	спиральный	По центру
78	12,745	948,979	2197,53	2210,27	спиральный	По центру
79	12,844	961,823	2184,69	2197,53	спиральный	По центру
80	12,725	974,548	2171,96	2184,69	спиральный	По центру
81	12,840	987,388	2159,12	2171,96	спиральный	По центру
82	12,843	1000,231	2146,28	2159,12	спиральный	По центру
83	12,822	1013,053	2133,46	2146,28	спиральный	По центру
84	12,843	1025,896	2120,61	2133,46	спиральный	По центру
85	12,786	1038,682	2107,83	2120,61	спиральный	По центру
86	12,794	1051,476	2095,03	2107,83	спиральный	По центру
87	12,842	1064,318	2082,19	2095,03	спиральный	По центру
88	12,824	1077,142	2069,37	2082,19	спиральный	По центру
89	12,842	1089,984	2056,52	2069,37	спиральный	По центру
90	12,721	1102,705	2043,80	2056,52	спиральный	По центру
91	12,698	1115,404	2031,11	2043,80	спиральный	По центру
92	12,738	1128,142	2018,37	2031,11	спиральный	По центру
93	12,833	1140,975	2005,53	2018,37	спиральный	По центру
94	12,841	1153,816	1992,69	2005,53	спиральный	По центру
95	12,733	1166,549	1979,96	1992,69	спиральный	По центру
96	12,518	1179,067	1967,44	1979,96	спиральный	По центру
97	12,704	1191,771	1954,74	1967,44	спиральный	По центру
98	12,571	1204,342	1942,17	1954,74	спиральный	По центру

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
99	12,841	1217,183	1929,33	1942,17	спиральный	По центру
100	12,841	1230,024	1916,48	1929,33	спиральный	По центру
101	12,843	1242,867	1903,64	1916,48	спиральный	По центру
102	12,598	1255,465	1891,04	1903,64	спиральный	По центру
103	12,674	1268,139	1878,37	1891,04	спиральный	По центру
104	12,672	1280,811	1865,70	1878,37	спиральный	По центру
105	12,817	1293,628	1852,88	1865,70	спиральный	По центру
106	12,843	1306,471	1840,04	1852,88	спиральный	По центру
107	12,845	1319,316	1827,19	1840,04	спиральный	По центру
108	12,781	1332,097	1814,41	1827,19	спиральный	По центру
109	12,841	1344,938	1801,57	1814,41	спиральный	По центру
110	13,064	1358,002	1788,51	1801,57	спиральный	По центру
111	12,548	1370,550	1775,96	1788,51	спиральный	По центру
112	12,844	1383,394	1763,11	1775,96	спиральный	По центру
113	12,790	1396,184	1750,32	1763,11	спиральный	По центру
114	12,845	1409,029	1737,48	1750,32	спиральный	По центру
115	12,841	1421,870	1724,64	1737,48	спиральный	По центру
116	12,823	1434,694	1711,82	1724,64	спиральный	По центру
117	12,613	1447,307	1699,20	1711,82	спиральный	По центру
118	12,659	1459,966	1686,54	1699,20	спиральный	По центру
119	12,672	1472,638	1673,87	1686,54	спиральный	По центру
120	12,569	1485,207	1661,30	1673,87	спиральный	По центру
121	12,716	1497,923	1648,59	1661,30	спиральный	По центру
122	12,844	1510,767	1635,74	1648,59	спиральный	По центру
123	12,525	1523,292	1623,22	1635,74	спиральный	По центру
124	12,841	1536,133	1610,38	1623,22	спиральный	По центру
125	12,642	1548,775	1597,73	1610,38	спиральный	По центру
126	12,733	1561,508	1585,00	1597,73	спиральный	По центру
127	12,842	1574,350	1572,16	1585,00		
128	12,820	1587,170	1559,34	1572,16		
129	12,841	1600,011	1546,50	1559,34		
130	12,845	1612,856	1533,65	1546,50		
131	12,692	1625,548	1520,96	1533,65		
132	12,844	1638,392	1508,12	1520,96		
133	12,674	1651,066	1495,44	1508,12		
134	12,674	1663,740	1482,77	1495,44		
135	12,788	1676,528	1469,98	1482,77		
136	12,724	1689,252	1457,26	1469,98		
137	12,841	1702,093	1444,42	1457,26		

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
138	12,842	1714,935	1431,57	1444,42		
139	12,479	1727,414	1419,09	1431,57		
140	12,762	1740,176	1406,33	1419,09		
141	12,786	1752,963	1393,55	1406,33		
142	12,844	1765,807	1380,70	1393,55		
143	12,789	1778,596	1367,91	1380,70		
144	12,843	1791,439	1355,07	1367,91		
145	12,639	1804,078	1342,43	1355,07		
146	12,842	1816,920	1329,59	1342,43		
147	12,788	1829,708	1316,80	1329,59		
148	12,819	1842,527	1303,98	1316,80		
149	12,819	1855,346	1291,16	1303,98		
150	12,718	1868,064	1278,44	1291,16		
151	12,842	1880,906	1265,60	1278,44		
152	12,842	1893,748	1252,76	1265,60		
153	12,710	1906,458	1240,05	1252,76		
154	12,796	1919,254	1227,25	1240,05		
155	12,734	1931,988	1214,52	1227,25		
156	12,796	1944,784	1201,72	1214,52		
157	12,773	1957,557	1188,95	1201,72		
158	12,745	1970,302	1176,21	1188,95		
159	12,682	1982,984	1163,52	1176,21		
160	12,773	1995,757	1150,75	1163,52		
161	12,674	2008,431	1138,08	1150,75		
162	12,662	2021,093	1125,42	1138,08		
163	12,632	2033,725	1112,78	1125,42		
164	12,595	2046,320	1100,19	1112,78		
165	12,641	2058,961	1087,55	1100,19		
166	12,760	2071,722	1074,79	1087,55		
167	12,844	2084,566	1061,94	1074,79		
168	12,602	2097,168	1049,34	1061,94		
169	12,842	2110,010	1036,50	1049,34		
170	12,843	2122,853	1023,66	1036,50		
171	12,846	2135,699	1010,81	1023,66		
172	12,772	2148,471	998,04	1010,81		
173	12,733	2161,204	985,31	998,04		
174	12,708	2173,912	972,60	985,31		
175	12,841	2186,753	959,76	972,60		
176	12,844	2199,597	946,91	959,76		

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
177	12,799	2212,396	934,11	946,91		
178	12,576	2224,972	921,54	934,11		
179	12,723	2237,695	908,81	921,54		
180	12,843	2250,538	895,97	908,81		
181	12,760	2263,298	883,21	895,97		
182	12,841	2276,139	870,37	883,21		
183	12,841	2288,980	857,53	870,37		
184	12,841	2301,821	844,69	857,53		
185	12,606	2314,427	832,08	844,69		
186	12,845	2327,272	819,24	832,08		
187	12,809	2340,081	806,43	819,24		
188	12,569	2352,650	793,86	806,43		
189	12,833	2365,483	781,03	793,86		
190	12,723	2378,206	768,30	781,03		
191	12,709	2390,916	755,59	768,30		
192	12,842	2403,758	742,75	755,59		
193	12,845	2416,603	729,91	742,75		
194	12,762	2429,365	717,14	729,91		
195	12,846	2442,211	704,30	717,14		
196	12,624	2454,835	691,67	704,30		
197	12,784	2467,619	678,89	691,67		
198	12,840	2480,459	666,05	678,89		
199	12,703	2493,162	653,35	666,05		
200	12,675	2505,837	640,67	653,35		
201	12,795	2518,632	627,88	640,67		
202	12,843	2531,475	615,03	627,88		
203	12,844	2544,319	602,19	615,03		
204	12,724	2557,043	589,47	602,19		
205	12,532	2569,575	576,93	589,47		
206	12,843	2582,418	564,09	576,93		
207	12,840	2595,258	551,25	564,09		
208	12,727	2607,985	538,52	551,25		
209	12,595	2620,580	525,93	538,52		
210	12,793	2633,373	513,14	525,93		
211	12,846	2646,219	500,29	513,14		
212	12,556	2658,775	487,73	500,29		
213	12,697	2671,472	475,04	487,73		
214	12,843	2684,315	462,19	475,04		
215	12,698	2697,013	449,50	462,19		

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Верх, м	Низ, м	Центраторы	Комментарии
216	12,778	2709,792	436,72	449,50		
217	12,726	2722,518	423,99	436,72		
218	12,842	2735,360	411,15	423,99		
219	12,776	2748,136	398,37	411,15		
220	12,841	2760,977	385,53	398,37		
221	12,693	2773,670	372,84	385,53		
222	12,843	2786,513	360,00	372,84		
223	12,845	2799,358	347,15	360,00		
224	12,844	2812,202	334,31	347,15		
225	12,760	2824,962	321,55	334,31		
226	12,676	2837,638	308,87	321,55		
227	12,717	2850,355	296,15	308,87		
228	12,789	2863,144	283,36	296,15		
229	12,759	2875,903	270,61	283,36		
230	12,843	2888,746	257,76	270,61		
231	12,844	2901,590	244,92	257,76		
232	12,840	2914,430	232,08	244,92		
233	12,699	2927,129	219,38	232,08		
234	12,657	2939,786	206,72	219,38		
235	12,796	2952,582	193,93	206,72		
236	12,796	2965,378	181,13	193,93		
237	12,639	2978,017	168,49	181,13		
238	12,841	2990,858	155,65	168,49		
239	12,647	3003,505	143,00	155,65		
240	12,682	3016,187	130,32	143,00		
241	12,841	3029,029	117,48	130,32		
242	12,835	3041,864	104,65	117,48		
243	12,782	3054,646	91,86	104,65		
244	12,758	3067,404	79,11	91,86		
245	12,783	3080,187	66,32	79,11		
246	12,842	3093,029	53,48	66,32		
247	12,822	3105,851	40,66	53,48		
переводник	2,918	3108,769	37,74	40,66		9-5/8” x 10-3/4”
249	5,440	3114,209	32,30	37,74		
подвеска	0,060	3114,269	32,24	32,30		

16. Мера 127-мм эксплуатационной колонны НКТ / 5” production tubing tally report

Тип колонны:	Эксплуатационная НКТ
Глубина скважины на момент спуска, м:	3152,40
Плановая глубина спуска, м:	2937,19
Фактическая глубина спуска, м:	2937,19
Расстояние от стола ротора до верха подвески, м:	31.80
Общая длинна колонны НКТ, м:	2905,39
Вес блока, тн:	34
Тип меры:	Фактическая
Тип колонной головки:	Cameron, SSMC, 18-5/8"

Спецификация на трубы

Описание	Размер, мм	Производитель	Вес, кг/м	Тип резьбы	Марка стали
5" 23.2 ppf, Vam Top, L80	127	Sumitomo	34.5	Vam Top	L80

Наименование элемента колонны	Полная длина эл-та колонны, м	Сумм. длина, м	Низ, м	Верх, м	Комментарии
A 1	0,275	0,275	2937,191	2936,916	Башмак колонны НКТ 127 мм (5") с/н:4776394-1
	12,65	12,925	2936,916	2924,266	Трубка 127 мм (5") 13 Cr
278	12,722	25,54055	2924,266	2911,651	
277	12,713	38,1471	2911,651	2899,044	
276	12,716	50,75665	2899,044	2886,435	
275	12,725	63,3752	2886,435	2873,816	
274	12,722	75,99075	2873,816	2861,201	
273	12,715	88,5993	2861,201	2848,592	
272	12,714	101,2069	2848,592	2835,984	
271	12,717	113,8174	2835,984	2823,374	
270	12,716	126,427	2823,374	2810,764	
269	12,461	138,7815	2810,764	2798,41	
268	12,72	151,3951	2798,41	2785,796	
267	12,716	164,0046	2785,796	2773,187	
266	12,706	176,6042	2773,187	2760,587	
265	12,195	188,6927	2760,587	2748,499	
264	12,715	201,3013	2748,499	2735,89	
263	12,712	213,9068	2735,89	2723,285	
262	12,725	226,5254	2723,285	2710,666	
261	12,726	239,1449	2710,666	2698,046	
260	12,712	251,7505	2698,046	2685,441	

259	12,206	263,85	2685,441	2673,341	
258	12,726	276,4696	2673,341	2660,722	
257	12,612	288,9751	2660,722	2648,216	
256	12,717	301,5857	2648,216	2635,606	
255	12,714	314,1932	2635,606	2622,998	
254	12,722	326,8088	2622,998	2610,383	
253	12,715	339,4173	2610,383	2597,774	
A 2	3,065	342,3759	2597,774	2594,815	Патрубок 127 мм (5")
	0,73	343,1059	2594,815	2594,085	Посадочный нипель AF 127 мм x 93,7 мм (5" , 3.688")
	2,958	346,0639	2594,085	2591,127	Патрубок 127 мм (5")
	2,37	348,4339	2591,127	2588,757	Эксплуатационный пакер 244,5 мм x 127 мм (9-5/8" x 5") XHP-CTR с/н:B13P 0255
	2,958	351,3919	2588,757	2585,799	Патрубок 127 мм (5")
252	12,47	363,7554	2585,799	2573,436	
251	12,54	376,189	2573,436	2561,002	
250	12,717	388,7995	2561,002	2548,392	
249	12,721	401,4141	2548,392	2535,777	
248	12,716	414,0236	2535,777	2523,168	
247	12,716	426,6332	2523,168	2510,558	
246	12,717	439,2437	2510,558	2497,948	
245	12,717	451,8543	2497,948	2485,337	
A 3	3,064	454,8118	2485,337	2482,38	Патрубок 127 мм (5")
	2,372	457,1838	2482,38	2480,008	Эксплуатационный пакер 244,5 мм x 127 мм (9-5/8" x 5") XHP-CTR с/н:B13P 0256
	2,958	460,1418	2480,008	2477,05	Патрубок 127 мм (5")
	0,731	460,8728	2477,05	2476,319	Посадочный нипель AF 127 мм x 92,3 мм (5" x 3.750")
	2,961	463,8338	2476,319	2473,358	Патрубок 127 мм (5")
244	12,714	476,4414	2473,358	2460,75	
243	12,716	489,0509	2460,75	2448,14	
242	12,716	501,6605	2448,14	2435,531	
A 4	3,066	504,62	2435,531	2432,571	Патрубок 127 мм (5")
	0,91	505,53	2432,571	2431,661	Переводник 127 мм x 139.7 мм (5" Vam Top Pin x 5-1/2" Tenaris 3SB Box) S/N: 43011/6826
	1,748	507,278	2431,661	2429,913	Мандрель забойного манометра 139.7 мм (5-1/2"), с/н: BWGC-285
	0,91	508,188	2429,913	2429,003	Переходник 127 мм x 139.7 мм (5" x 5-1/2") Tenaris 3SB Pin x 5-1/2" Vam Top Box. с/н:43011/6825

	0,265	508,453	2429,003	2428,738	Муфта соединительная 127 мм(5")
	2,96	511,413	2428,738	2425,778	Патрубок 127 мм (5")
241	12,721	524,0276	2425,778	2413,164	
240	12,718	536,6391	2413,164	2400,552	
239	12,725	549,2577	2400,552	2387,934	
238	12,721	561,8722	2387,934	2375,319	
237	12,714	574,4798	2375,319	2362,712	
236	12,719	587,0923	2362,712	2350,099	
235	12,712	599,6979	2350,099	2337,493	
234	12,718	612,3094	2337,493	2324,882	
233	12,522	624,725	2324,882	2312,466	
232	12,723	637,3415	2312,466	2299,85	
231	12,72	649,9551	2299,85	2287,236	
230	12,72	662,5686	2287,236	2274,623	
229	12,718	675,1802	2274,623	2262,011	
228	12,657	687,7307	2262,011	2249,461	
227	12,716	700,3403	2249,461	2236,851	
226	12,724	712,9578	2236,851	2224,234	
225	12,723	725,5744	2224,234	2211,617	
224	12,428	737,8959	2211,617	2199,295	
223	12,716	750,5055	2199,295	2186,686	
222	12,716	763,115	2186,686	2174,076	
221	12,716	775,7246	2174,076	2161,467	
220	12,721	788,3391	2161,467	2148,852	
219	12,465	800,6977	2148,852	2136,494	
218	12,308	812,8992	2136,494	2124,292	
217	12,718	825,5108	2124,292	2111,681	
216	12,743	838,1473	2111,681	2099,044	
215	12,78	850,8209	2099,044	2086,37	
214	12,742	863,4564	2086,37	2073,735	
213	12,757	876,107	2073,735	2061,084	
212	12,754	888,7545	2061,084	2048,437	
211	12,711	901,3591	2048,437	2035,832	
210	12,713	913,9656	2035,832	2023,226	
209	12,718	926,5772	2023,226	2010,614	
208	12,718	939,1887	2010,614	1998,003	
207	12,719	951,8013	1998,003	1985,39	
206	12,713	964,4078	1985,39	1972,784	
205	12,718	977,0194	1972,784	1960,172	
204	12,711	989,6239	1960,172	1947,567	
203	12,713	1002,23	1947,567	1934,961	

202	12,716	1014,84	1934,961	1922,351	
201	12,722	1027,456	1922,351	1909,736	
200	12,452	1039,801	1909,736	1897,39	
199	12,707	1052,402	1897,39	1884,79	
198	12,72	1065,015	1884,79	1872,176	
197	12,712	1077,621	1872,176	1859,571	
196	12,718	1090,232	1859,571	1846,959	
195	12,671	1102,797	1846,959	1834,394	
194	12,713	1115,403	1834,394	1821,788	
193	12,72	1128,017	1821,788	1809,174	
192	12,716	1140,627	1809,174	1796,565	
191	12,715	1153,235	1796,565	1783,956	
190	12,713	1165,842	1783,956	1771,35	
189	12,72	1178,455	1771,35	1758,736	
188	12,471	1190,82	1758,736	1746,372	
187	12,715	1203,428	1746,372	1733,763	
186	12,724	1216,046	1733,763	1721,146	
185	12,713	1228,652	1721,146	1708,539	
184	12,626	1241,172	1708,539	1696,019	
183	12,714	1253,779	1696,019	1683,412	
182	12,717	1266,39	1683,412	1670,801	
181	12,736	1279,02	1670,801	1658,172	
180	12,717	1291,63	1658,172	1645,561	
179	12,655	1304,179	1645,561	1633,013	
178	12,72	1316,792	1633,013	1620,399	
177	12,456	1329,142	1620,399	1608,05	
176	12,723	1341,758	1608,05	1595,433	
175	12,717	1354,369	1595,433	1582,822	
174	12,722	1366,984	1582,822	1570,207	
173	12,722	1379,6	1570,207	1557,591	
172	12,724	1392,218	1557,591	1544,974	
171	12,622	1404,733	1544,974	1532,458	
170	12,718	1417,345	1532,458	1519,847	
169	12,714	1429,952	1519,847	1507,239	
168	12,718	1442,564	1507,239	1494,628	
167	12,711	1455,168	1494,628	1482,023	
166	12,712	1467,774	1482,023	1469,418	
165	12,721	1480,388	1469,418	1456,803	
164	12,717	1492,999	1456,803	1444,192	
163	12,635	1505,527	1444,192	1431,664	
162	12,716	1518,137	1431,664	1419,054	

161	12,72	1530,751	1419,054	1406,441	
160	12,714	1543,358	1406,441	1393,833	
159	12,725	1555,977	1393,833	1381,215	
157	12,725	1568,595	1381,215	1368,596	
156	12,715	1581,204	1368,596	1355,988	
155	12,218	1593,315	1355,988	1343,876	
154	12,191	1605,4	1343,876	1331,791	
153	12,612	1617,905	1331,791	1319,286	
152	12,72	1630,519	1319,286	1306,672	
151	12,716	1643,129	1306,672	1294,063	
150	12,721	1655,743	1294,063	1281,448	
149	12,722	1668,359	1281,448	1268,833	
148	12,714	1680,966	1268,833	1256,225	
147	12,721	1693,581	1256,225	1243,611	
146	12,722	1706,196	1243,611	1230,995	
145	12,531	1718,621	1230,995	1218,571	
144	12,719	1731,233	1218,571	1205,958	
143	12,714	1743,841	1205,958	1193,35	
142	12,72	1756,454	1193,35	1180,737	
141	12,716	1769,064	1180,737	1168,127	
140	12,66	1781,618	1168,127	1155,574	
139	12,719	1794,23	1155,574	1142,961	
138	12,722	1806,846	1142,961	1130,346	
137	12,719	1819,458	1130,346	1117,733	
136	12,725	1832,077	1117,733	1105,115	
135	12,723	1844,693	1105,115	1092,498	
134	12,272	1856,859	1092,498	1080,332	
133	12,712	1869,464	1080,332	1067,727	
132	12,715	1882,073	1067,727	1055,118	
131	12,715	1894,682	1055,118	1042,51	
130	12,722	1907,297	1042,51	1029,894	
129	12,712	1919,903	1029,894	1017,289	
128	12,617	1932,413	1017,289	1004,778	
127	12,711	1945,018	1004,778	992,1736	
126	12,603	1957,514	992,1736	979,6771	
125	12,72	1970,128	979,6771	967,0635	
124	12,724	1982,745	967,0635	954,446	
123	12,721	1995,36	954,446	941,8314	
122	12,751	2008,004	941,8314	929,1869	
121	12,707	2020,605	929,1869	916,5863	
120	12,714	2033,213	916,5863	903,9788	

119	12,64	2045,746	903,9788	891,4452	
118	12,727	2058,367	891,4452	878,8247	
117	12,714	2070,974	878,8247	866,2171	
116	12,717	2083,585	866,2171	853,6066	
115	12,724	2096,202	853,6066	840,989	
114	12,708	2108,804	840,989	828,3875	
113	12,71	2121,407	828,3875	815,7839	
112	12,717	2134,018	815,7839	803,1734	
111	12,72	2146,632	803,1734	790,5598	
110	12,713	2159,238	790,5598	777,9533	
109	12,713	2171,845	777,9533	765,3467	
108	12,615	2184,353	765,3467	752,8382	
107	12,712	2196,959	752,8382	740,2326	
106	12,714	2209,566	740,2326	727,6251	
105	12,719	2222,179	727,6251	715,0125	
103	12,663	2234,735	715,0125	702,456	
102	12,428	2247,057	702,456	690,1344	
101	12,712	2259,662	690,1344	677,5289	
100	12,723	2272,279	677,5289	664,9123	
99	12,514	2284,687	664,9123	652,5048	
98	12,719	2297,299	652,5048	639,8922	
97	12,241	2309,434	639,8922	627,7577	
96	12,752	2322,079	627,7577	615,1121	
95	12,537	2334,51	615,1121	602,6816	
94	12,604	2347,007	602,6816	590,184	
93	12,727	2359,628	590,184	577,5635	
92	12,714	2372,235	577,5635	564,9559	
91	12,628	2384,757	564,9559	552,4344	
90	12,718	2397,369	552,4344	539,8228	
89	12,724	2409,986	539,8228	527,2053	
88	12,718	2422,598	527,2053	514,5937	
87	12,712	2435,203	514,5937	501,9882	
86	12,721	2447,818	501,9882	489,3736	
85	12,724	2460,435	489,3736	476,7561	
84	12,674	2473,003	476,7561	464,1885	
83	12,642	2485,538	464,1885	451,653	
82	12,582	2498,014	451,653	439,1774	
81	12,721	2510,628	439,1774	426,5629	
80	12,721	2523,243	426,5629	413,9483	
79	12,724	2535,861	413,9483	401,3308	
78	12,701	2548,455	401,3308	388,7362	

77	12,72	2561,069	388,7362	376,1227	
76	12,665	2573,627	376,1227	363,5641	
75	12,553	2586,074	363,5641	351,1176	
74	12,405	2598,372	351,1176	338,819	
73	12,722	2610,988	338,819	326,2035	
72	12,722	2623,603	326,2035	313,5879	
71	12,712	2636,209	313,5879	300,9824	
70	12,708	2648,811	300,9824	288,3808	
69	12,219	2660,923	288,3808	276,2683	
68	12,621	2673,438	276,2683	263,7537	
67	12,725	2686,056	263,7537	251,1352	
66	12,766	2698,716	251,1352	238,4756	
65	12,423	2711,032	238,4756	226,1591	
64	12,767	2723,693	226,1591	213,4985	
63	12,598	2736,184	213,4985	201,007	
62	12,413	2748,491	201,007	188,7004	
61	12,741	2761,125	188,7004	176,0659	
60	12,741	2773,76	176,0659	163,4313	
59	12,756	2786,41	163,4313	150,7818	
58	12,311	2798,614	150,7818	138,5772	
57	12,505	2811,013	138,5772	126,1787	
56	12,744	2823,65	126,1787	113,5411	
A 5	3,068	2826,612	113,5411	110,5796	Патрубок 127 мм (5")
	0,655	2827,267	110,5796	109,9246	Посадочный ниппель 127 мм x 96.8 мм (5" , 3.812")
	2,961	2830,228	109,9246	106,9636	Патрубок 127 мм (5")
55	12,439	2842,56	106,9636	94,631	
54	12,565	2855,019	94,631	82,17245	
53	12,435	2867,347	82,17245	69,8439	
52	12,686	2879,927	69,8439	57,26435	
51	12,772	2892,593	57,26435	44,5988	
B1	3,065	2895,551	44,5988	41,64025	Патрубок 127 мм (5")
A 6	3,068	2898,513	41,64025	38,6787	Патрубок 127 мм (5")
A 7	0,86	2899,373	38,6787	37,8187	Переводник 127 мм x 139,7 мм (5" x 5-1/2")
	5,899	2905,16	37,8187	32,031	Патрубок 139.7 мм (5 1/2")
	0,231	2905,391	32,031	31,8	Подвеска НКТ

17. Сведения о нефтегазопроявлениях, авариях и осложнениях / Information on oil and gas blow-outs and emergency situations during well construction

18. Сведения о капитальном и подземном ремонте / Information on well servicing and repairs

Вид ремонта	Дата		Описание работ	Результат
	начало	конец		

Примечание: Сведения заносятся эксплуатирующей организацией

19. Сведения о консервации и ликвидации скважины / Information on well suspension and abandonment

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель Руководителя Федерального агентства по недропользованию

_____ О.С. Каспаров

«08» _____06_____ 2021 г.

П Р О Т О К О Л № 6682

з а с е д а н и я

Государственной Комиссии по утверждению заключений государственной экспертизы запасов углеводородного сырья, подземных вод, а также геологической информации об участках недр, намечаемых для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых.

4 июня 2021 г. **г. Москва**

Утверждение заключения государственной экспертизы геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации участка размещения в пластах горных пород верхненутовских отложений отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области.

Присутствовали:

Заместители Председателя Комиссии:	- ЕРОФЕЕВА Н.Л. - ЛЕОНОВ М.Г.
Заместители секретаря Комиссии:	- ВАСИЛЬКОВА Н.А. - ЛИНДЕ Т.П.
Члены Комиссии:	- ЛОВЧЕВА Е.С. - СЕДНЕВ М.В.
Руководитель экспертной комиссии Секретарь экспертной комиссии	- СОРОКИН А.Ю. - ШПИЛЬМАН Л.Ф.
Эксперты:	- ЕРШОВ Г.Е. - ЗИНЧЕНКО В.С. - ЛОГИНОВ А.А.
Председательствовал	**- ЛЕОНОВ М.Г.**

1. Рассмотрено заключение государственной экспертизы:

О результатах геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации участка размещения в пластах горных пород верхненутовских отложений отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области, представленных «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.».

2. Комиссия отмечает:

В ходе проведения государственной экспертизы геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации участка размещения в пластах горных пород верхненутовских отложений отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области, в представленное «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» обоснование изменения не вносились.

3. Решение Комиссии:

3.1. Утвердить заключение государственной экспертизы геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации участка размещения в пластах горных пород верхненутовских отложений отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области, представленного «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.».

3.2. Подтвердить, что структурно-тектонические и геолого-гидрогеологические условия залегания и физико-механические свойства песчано-глинистых интервалов в пределах зон 1 – 4 верхненутовского подгоризонта позволяют использовать их для размещения отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в режиме гидроразрыва пластов на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

3.3. Считать возможной промышленную эксплуатацию участка размещения в пластах горных пород песчано-глинистых отложений верхненутовского подгоризонта отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в

Сахалинской области, в течение 20 лет (до 2041 года) на базе двух поглощающих скважин в режиме гидроразрыва пластов в интервалах разреза, соответствующих глубинам 950-1850 м от уровня моря, при следующих эксплуатационных параметрах системы нагнетания:

- суммарный объем отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, подлежащих размещению в пластах горных пород, 1300,6 тыс. $м^3$ (в том числе размещенных до 01.01.2021 в объеме 484,9 тыс. $м^3$);
- режим нагнетания циклический прерывистый порциями объемом до 1,0 тыс. $м^3$;
- предельный темп нагнетания – 2,1 тыс. $м^3$/сут;
- максимальное устьевое давление нагнетания – 33,1 МПа;
- плотность пульпы - до 1,3 г/$см^3$.

3.4. Отнести Пильтунский участок по степени изученности в соответствии с «Методическими рекомендациями по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых» к группе разведанных.

3.5. Считать полностью утратившим силу решение ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 (протокол № 3829) в связи с выполненным геолого-гидрогеологическим обоснованием промышленной эксплуатации Пильтунского участка размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд.

Неотъемлемой частью протокола Комиссии является заключение государственной экспертизы.

Дата подписания протокола 04.06.2021

Заместитель Председателя Комиссии **Леонов М.Г.**

Заместитель Секретаря Комиссии **Василькова Н.А.**

Приложение № 1
к протоколу Комиссии
от 04.06.2021 № 6682

Федеральное бюджетное учреждение
«Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»
(ФБУ «ГКЗ»)

Заключение государственной экспертизы

геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации участка размещения в пластах горных пород верхненутовских отложений отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области, представленного «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.».

Экспертная комиссия создана приказом ФБУ «ГКЗ» от 11.02.2021 № 92 в следующем составе:

Сотрудники ФБУ «ГКЗ»:

Руководитель экспертной комиссии **- Сорокин А.Ю.**

Секретарь экспертной комиссии **- Шпильман Л.Ф.**

Внештатные эксперты: **- Зинченко В.С., д.т.н.**

- Ершов Г.Е., к.г.-м.н.

- Логинов А.А., к.г.-м.н.

На государственную экспертизу представлено геолого-гидрогеологическое обоснование дальнейшей промышленной эксплуатации участка размещения в пластах горных пород верхненутовских отложений отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-

Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, открытого в 1986 году и находящегося на северо-восточном шельфе о. Сахалин, в 90 км к юго-востоку от г. Оха. Пильтунский участок расположен в северной части Пильтун-Астохского месторождения, его разработка осуществляется с 2008 года с морской буровой платформы ПА-Б, расположенной в 12 км от берега (глубина Охотского моря в пределах месторождения 27-35 м). Залежи углеводородов приурочены к алеврито-песчаным пластам нижненутовского подгоризонта в интервале глубин 1300-2500 м. Разработку Пильтун-Астохского месторождения осуществляет компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Лтд.».

Впервые геолого-гидрогеологическое обоснование промышленной эксплуатации Пильтунского полигона с целью размещения в глубоких горизонтах отходов бурения скважин, пробуренных с платформы с использованием буровых растворов на нефтяной основе, было выполнено и представлено на государственную экспертизу в 2012 году. На тот момент с платформы было пробурено 10 - нефтедобывающих, 4 – водонагнетательных (системы ППД) и 1 – поглощающая (ПБ-420) скважины.

По результатам рассмотрения представленных материалов (протокол ГКЗ Роснедра от 17.08.2012 № 2826) экспертиза признала, что структурно-тектонические и геолого-гидрогеологические условия залегания и физико-механические свойства песчано-глинистых интервалов в пределах зоны 1 (пласты XIII-XIV и XVI-XVII), зоны 2 (пласты XI-XII), зоны 3 (пласты XIII-XIV и XVI-XVII –XVII) и зоны 4 (пласты I-IV, V-VI и VII-VIII) верхненутовского подгоризонта, выделенных в разрезе Пильтунского участка, позволяют использовать их для размещения отходов бурения и технологических стоков в режиме гидроразрыва пластов на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, и посчитала возможным промышленное размещение отходов бурения и технологических стоков со следующими параметрами системы нагнетания: циклическое нагнетание отходов бурения и технологических стоков в режиме гидроразрыва пластов в 1 нагнетательную скважину (ПБ-420) в интервал разреза, соответствующий глубинам 1070-1840 м от уровня моря; суммарный объем отходов бурения и технологических стоков на прогнозный период до 2045 года – 240 тыс. $м^3$, режим закачки прерывистый порциями объемом до 2,22 тыс. $м^3$, предельный темп закачки – 2,1 тыс. $м^3$/сут, максимальное устьевое давление нагнетания – 33 МПа; плотность пульпы – до 1,3 г/$см^3$.

Впоследствии в результате уточнения технологической схемы разработки Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения проектный объем буровых отходов и промстоков на нефтепромысле претерпел существенные изменения. В

частности, в конце 2012 года в составе промстоков появилась попутная вода, не учтенная в ранее выполненных прогнозах, поскольку предполагалось ее использование в системе ППД нефтепромысла. Однако, из-за того, что введение в эксплуатацию блока по подготовке попутной воды для ППД задерживалось до 2016 года, она вместе с буровыми отходами и другими технологическими жидкостями размещались в недрах рассматриваемого участка. Предполагаемое количество попутных вод, подлежащих размещению в глубоких горизонтах до 2016 года, составляло 377,34 тыс. $м^3$, буровых отходов - 981,8 тыс. $м^3$. Таким образом, с учетом уже размещенного количества буровых отходов и технологических жидкостей (247,2 тыс. $м^3$) общий объем отходов, подлежащих размещению в недрах, увеличился до 1606,34 тыс. $м^3$. Чтобы обеспечить размещение в недрах Пильтунского участка указанного объема отходов производства, недропользователь принял решение о бурении с буровой платформы еще одной поглощающей скважины (ПБ-407) аналогичной скважине ПБ-420, что и было реализовано в 2014 году. Ввиду существенного изменения технологических показателей, было выполнено новое обоснование объекта размещения буровых отходов и промстоков на Пильтунском участке. По результатам рассмотрения представленных материалов (протокол ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 № 3829) экспертиза подтвердила, что структурно-тектонические и геолого-гидрогеологические условия залегания и физико-механические свойства песчано-глинистых интервалов в пределах зон 1 – 4 верхненутовского подгоризонта позволяют использовать их для нагнетания отходов бурения и технологических стоков в режиме гидроразрыва пластов на Пильтунском участке, и посчитала возможным промышленное размещение отходов бурения и технологических стоков на Пильтунском участке Пильтун-Астохского месторождения со следующими параметрами системы нагнетания: циклическая закачка отходов бурения и технологических стоков в режиме гидроразрыва пластов в 2 нагнетательные скважины (ПБ-420 и ПБ-407) в интервал разреза, соответствующий глубинам 950-1850 м; суммарный объем отходов бурения и технологических стоков, подлежащих размещению с начала его эксплуатации до 2021 года – 950 тыс. $м^3$ (в том числе 700 тыс. $м^3$ - в период с 01.04.2014 до 2021 г.), режим закачки прерывистый порциями объемом до 2,22 тыс. $м^3$, предельный темп закачки – 2,1 тыс. $м^3$/сут, максимальное устьевое давление нагнетания – 33,1 МПа; плотность пульпы – до 1,3 г/$см^3$.

Эксплуатация подземного сооружения осуществляется в соответствии с «Дополнением к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых

отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения», согласованным ТКР по Сахалинской области 20.02.2015 (протокол № 02-15 пс).

У компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» имеется разрешение на обращение с отходами в соответствии с лицензией (65)-4762-Р от 21.11.2017 на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности, выданной Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Сахалинской области. В соответствии с Документом Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Сахалинской области № 13-09/2018-О от 02.04.2018 утверждены нормативы образования отходов и лимитов на их размещение.

Поскольку разрешенный семилетний срок промышленной эксплуатации участка к настоящему времени почти закончился, недропользователь инициировал работы по обоснованию продолжения промышленной эксплуатации и составил техническое задание на их выполнение с уточнением объемов основных и резервного доменов, а также с уточнением проектных объемов размещения отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд. Заданием предусмотрено, что циклическое нагнетание агентов размещения в режиме гидроразрыва пластов в две поглощающие скважины (№№ ПБ-420 и ПБ-407) будет осуществляться в интервалы разреза, соответствующим глубинам 950-1850 м; режим нагнетания прерывистый порциями объемом до 1,0 тыс. $м^3$; предельный темп нагнетания – 2,1 тыс. $м^3$/сут (оптимальный темп нагнетания – 0,92 тыс. $м^3$/сут); максимальное устьевое давление нагнетания – 33,1 МПа; плотность пульпы – до 1,3 г/$см^3$. Расчетный срок эксплуатации – 20 лет (до 2041 г.).

Работы по геолого-гидрогеологическому обоснованию возможности дальнейшей промышленной эксплуатации участка размещения в пластах горных пород отходов производства и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд на Пильтунском участке, выполнены Компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» в 2020 году.

1. Экспертной комиссией рассмотрены:

1.1. Отчет «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов

доменов». «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.», г. Южно-Сахалинск, 2021 г. Ответственный исполнитель – Клищ Р.М.

1.2. Дополнительные материалы, помещенные в отчет:

1.2.1. Скорректированные текстовые и графические материалы.

1.2.2. Дополнительные данные и анализ качества подземных вод пласта-коллектора.

1.2.3. Уточняющие данные по обоснованию параметров системы нагнетания.

1.3. Лицензия ШОМ 14118 ЗЭ, условия лицензионного соглашения.

1.4. Протокол заседания НТС компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» от 25.01.2021 (г. Южно-Сахалинск).

1.5. Экспертные заключения Ершова Г.Е., Логинова А.А. (по гидрогеологической части), Зинченко В.С. (по геофизической части).

2. Экспертная комиссия отмечает:

2.1. Право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке принадлежит компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» на основании лицензии ШОМ 14118 ЗЭ, выданной 18.06.2007 Федеральным агентством по недропользованию со сроком действия, соответствующим сроку действия лицензии по основному виду недропользования ШОМ 10409 НР. В соответствии с лицензионным соглашением к указанной лицензии пользование недрами предусмотрено в два этапа. На первом этапе недропользователь осуществляет строительство подземных сооружений для размещения буровых отходов в глубоких пластах горных пород (бурение и оборудование поглощающей скважины ПБ-420), геологическое доизучение участка подземного размещения отходов и опытно-промышленное размещение буровых отходов в глубокие горизонты недр. На втором этапе – осуществляет промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей в слоистых песчано-глинистых толщах верхненутовского подгоризонта в интервале глубин 950-1850 м.

Лицензия ШОМ 10409 НР на право пользования недрами для разведки и добычи углеводородов в пределах Пильтун-Астохского лицензионного участка выдана компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» 20.05.1996 Комитетом Российской Федерации по геологии и использованию недр сроком до 20.05.2021. Согласно Дополнению № 1 к лицензии от 15.06.2020, выданным Федеральным агентством по недропользованию, срок действия лицензии продлен до 19.05.2026.

Условия пользования недрами компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» выполняются.

2.2. Представленные материалы по полноте, содержанию и оформлению, с учетом дополнительно представленных материалов, указанных в п.1.2. настоящего заключения, соответствуют требованиям государственной экспертизы и достаточны для проверки выполненного геолого-гидрогеологического обоснования дальнейшего промышленного размещения отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в пластах горных пород на Пильтунском участке Пильтун-Астохского месторождения.

Достоверность первичной документации, полученной в результате полевых исследований, подтверждена актом ее приемки. Результаты работ рассмотрены на заседании НТС компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» (протокол от 25.01.2021, г. Южно-Сахалинск), который одобрил результаты выполненных работ и направил отчетные материалы на государственную экспертизу.

2.3. На государственную экспертизу в третий раз представлены материалы геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации участка размещения в пластах горных пород песчано-глинистых отложений верхненутовского подгоризонта отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области, в течение 20 лет (до 2041 года) на базе двух поглощающих скважин в режиме гидроразрыва пластов в интервалах разреза, соответствующих глубинам 950-1850 м от уровня моря, при следующих эксплуатационных параметрах системы нагнетания:

- суммарный объем отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, подлежащих размещению в пластах горных пород, 1300,6 тыс. $м^3$ (в том числе размещенных до 01.01.2021 в объеме 484,9 тыс. $м^3$);
- режим нагнетания циклический прерывистый порциями объемом до 1,0 тыс. $м^3$;
- предельный темп нагнетания – 2,1 тыс. $м^3$/сут;
- максимальное устьевое давление нагнетания – 33,1 МПа;
- плотность пульпы - до 1,3 г/$см^3$.

2.4. Техническое задание заказчика выполнено. Представленными материалами возможность дальнейшей промышленной эксплуатации объекта размещения отходов

Пильтунского участка с заявленными проектными параметрами системы нагнетания для размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, признана экспертизой обоснованной.

2.5. Изученность геологического строения и гидрогеологических условий района работ и участка оцениваемого участка достаточно высокая. Она базируется на результатах ранее выполненных региональных поисковых работ, сопровождавшихся широким комплексом площадных геофизических исследований различной степени детальности, бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин с сопутствующим комплексом ГИС и отбором керна, в том числе поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407, их опытного опробования, а также данных опытно-промышленного и промышленного размещения отходов производства (буровых отходов) и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд.

В гидрогеологическом отношении Пильтун-Астохское месторождение приурочено к восточной субмаринной части Северо-Сахалинского артезианского бассейна. Восточной границей бассейна является Восточно-Одоптинская антиклинальная зона, протягивающаяся восточнее Одоптинского и Пильтун-Астохского месторождений.

В соответствии с представленными материалами в пределах рассматриваемой территории в разрезе мощной толщи терригенных пород неогенового возраста выделяются три водоносных комплекса. Первый (верхний) приурочен к верхней части верхненутовского подгоризонта (пласты L, M, N, O) и представлен преимущественно песчаными отложениями мощностью до 700 м. Заключенные в них подземные воды имеют гидравлическую связь с морскими водами, что подтверждается сходством их химического состава и минерализации (до 35 г/дм^3). Второй комплекс (средний) приурочен к нижней части верхненутовского подгоризонта (пласты с I по XVIII) и представлен переслаивающимися песчано-глинистыми отложениями мощностью до 1000 м, вмещающими слабонапорные подземные воды с минерализацией (от 3-10 до 20-27 г/дм^3). Третий комплекс (нижний) объединяет продуктивные на углеводороды пласты нижненутовского подгоризонта (XIX_1-XXVII) и часть окобыкайского горизонта общей мощностью до 800-1300 м и представлен, в основном, глинистыми породами с относительно маломощными прослоями песчано-алевритовых отложений, содержащими напорные подземные воды с минерализацией до 38 г/дм^3.

Региональными областями питания водоносных комплексов являются поднятия, удаленные от месторождения на 50-60 км. Абсолютные отметки выхода пород на

поверхность достигают +120 м. Уклон пьезометрической поверхности вблизи областей питания составляет 1,0-1,3 м/км и увеличивается в субаквальной части бассейна. Разгрузка подземных вод в восточной части бассейна осложнена глинизацией песчаных пластов и осуществляется, в основном, на ослабленных участках структур, в приразломных зонах. С глубиной напоры подземных вод увеличиваются от 16 до 201 м абс. отм. С севера на юг в пределах месторождения напоры снижаются.

Непосредственно на Пильтунском участке в качестве целевых для размещения в пластах горных пород пульпообразных отходов производства с использованием технологии гидрозразрыва пластов (ГРП) выбраны 4 потенциальных интервала верхненутовского подгоризонта. Три из них приняты в качестве основных рабочих зон и один в качестве резервной. Соответственно, распределение зон в скважине ПБ-420 следующее: зона 1 – переслаивающиеся глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники пластов XIII-XIV и XVI-XVII (глубина по стволу скважины ПБ-420-БС1 - 2705-2749 м); зона 2 – глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники пластов XI-XII (глубина по стволу скважины ПБ-420-БС2 - 2230-2372 м); зона 3 – глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники VII-VIII, IX и X (глубина по стволу скважины ПБ-420-БС2 – 1642-2148 м), зона 4 - глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники пластов I-IV, V-VI, VII-VIII (глубина залегания по стволу скважины ПБ-420-БС2 – 1189-1934 м). Распределение зон в скважине ПБ-407: зона 1 – переслаивающиеся глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники пластов XIII-XIV и XVI-XVII (глубина по стволу скважины – 2973-3048 м); зона 2 – глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники пластов XI-XII (глубина по стволу скважины – 2755-2947 м); зона 3 – глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники VII-VIII, IX и X (глубина по стволу скважины – 2445-2701 м), зона 4 - глинисто-алевролитовые песчаники и песчаники пластов I-IV и V-VI (глубина залегания по стволу скважины – 1872,7-2428 м).

При выборе указанных целевых толщ приоритет отдавался слабопроницаемым пластам пород, залегающим между проницаемыми песчаниками, выполняющих роль барьеров для ограничения развития трещин гидроразрыва по вертикали, что обеспечивает отсутствие негативного влияния размещения отходов на процесс добычи углеводородов, а также исключает возможность проникновения отходов к морскому дну. Пространственное положение стволов поглощающих скважин фактически реализовано таким образом, что проектные области размещения отходов в недрах будут располагаться на значительном удалении от продуктивных пластов, разрывных нарушений осадочного чехла и стволов других скважин различного назначения. Таким образом, в целом, геолого-

гидрогеологическая изученность Пильтунского участка, по мнению экспертизы, достаточна для решения вопроса о возможности дальнейшей его промышленной эксплуатации.

Типизация участка по степени изученности в отчетных материалах не выполнена. Вместе с тем, по мнению экспертизы, в соответствии с «Методическими рекомендациями по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых», его следует отнести к группе разведанных.

2.6. Выполненный на оцениваемом участке комплекс работ включал в себя сбор, анализ и обобщение материалов по геолого-гидрогеологическим условиям района и участка работ, интерпретацию данных ГИС и опытных нагнетаний, уточнение и верификацию ранее разработанной геомеханической модели по данным мониторинга проведенных длительных промышленных нагнетаний, решение комплекса прогнозных задач с выполнением анализа чувствительности модели.

В период с 2014 по 2020 гг. были проведены геофизические исследования по следующим направлениям: разработка новой петрофизической модели объекта и на этой основе уточнение значений коэффициента проницаемости пластов в зонах размещения отходов, геомеханическое моделирование на основе уточненных значений геомеханических свойств по материалам кросс-дипольного акустического каротажа. В 2017 и в 2019 гг. были проведены промыслово-геофизические исследования по оценке технического состояния колонн насосно-компрессионных труб (НКТ), хвостовика и обсадной колонны по всей ее длине. По результатам геофизических исследований на данной стадии функционирования уточнены значения геолого-структурных параметров и проницаемости пластов-коллекторов, физико-механических свойств пород. Промыслово-геофизические исследования в поглощающих скважинах в период их эксплуатации обеспечили достоверное изучение технического состояния колонн, пригодность их для дальнейшей эксплуатации, локализацию активных зон размещения отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в пластах горных пород верхненутовского подгоризонта.

Гидродинамические исследования в скважинах ПБ-420 и ПБ-407 заключались в проведении тестовых нагнетаний в интервал разреза зоны 4 (пласты I-IV, V-VI, VII-VIII), зоны 2 (пласты XI и XII) и зоны 1 (пласты XIII-XIV и XVI-XVII), а также интерпретации данных детального мониторинга длительных промышленных нагнетаний в зоны 1 и 2,

позволившие уточнить параметры трещинообразования и оптимальные параметры системы нагнетания, необходимые для последующих прогнозных расчетов.

Таким образом, выполненный комплекс работ, по мнению экспертизы, позволил получить необходимые данные для уточнения геомеханической модели Пильтунского участка и выполнения прогнозных расчетов.

2.7. В представленных материалах рассмотрен опыт глубинного размещения отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в режиме гидроразрыва, как в мировой практике, так и в России на Сахалинском шельфе, а также достаточно подробно рассмотрены результаты строительства поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407, технология и методы, выполненных в них исследований, и детально проанализирован опыт эксплуатации рассматриваемого Пильтунского участка.

Скважина ПБ-420 является первой скважиной, пробуренной с платформы ПА-Б в 2008 году. Изначально глубина скважины составляла 2525 м. Однако, после ее бурения во время подъема бурильной компоновки на глубине около 1441 м произошла затяжка инструмента с последующим его прихватом, в связи с чем было принято решение по изменению конструкции скважины бурением бокового ствола (БС1) с глубины 895 м, который и был пробурен до глубины 2753 м. До 2013 года размещение отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, осуществлялось в боковой ствол БС1 скважины ПБ-420.

В ноябре 2013 года было начато бурение второй поглощающей скважины ПБ-407 со схожей конструкцией. Ввод скважины ПБ-407, пробуренной до глубины 3147 м, в пробную эксплуатацию осуществлен в феврале 2014 года.

В январе 2014 года был начат плановый капитальный ремонт скважины ПБ-420 БС1 с целью замены НКТ и устьевого оборудования. В процессе проведения работ была обнаружена негерметичность колонны на глубине 1745-1746 м по стволу (1168 м абс. отм.) и дальнейшая ее эксплуатация была невозможна. В целях восстановления функционального предназначения скважины аварийный ствол был зацементирован (высота пробки 183 м). Было принято решение бурить боковой ствол (БС2) с глубины 1441 м, который и был пробурен до глубины 2753 м в 100 м от исходного.

Согласно представленным данным мониторинга в период с сентября 2008 года по январь 2014 года в скважине ПБ-420 БС1 в домен 1 (пласты XVI-XVII), домен 1-2 (интервал между зонами 1 и 2 в пластах XIII-XIV) и домен 2 (XII), было размещено

239245,1 м^3 отходов бурения. После ввода в эксплуатацию ПБ-420 БС2 нагнетание проводилось только в домен 2 и с апреля 2014 года по 01.01.2021 накопленный объем составил 142 384,3 м^3.

За период с февраля 2014 года по 01.01.2021 в скважину ПБ-407 в пластах XIII-XIV и XVI-XVII (зона 1) были размещены агенты нагнетания в объеме 103 287,8 м^3.

Максимальное устьевое давление во время нагнетания в домен 2 (пласт XI) в скважину ПБ-420 за весь период с апреля 2014 года по 01.01.2021 составило 25,6 МПа, что не превышает давление 29,3 МПа, ограниченное предохранительным клапаном, и максимально допустимое давление 34,5 МПа, обусловленное прочностными характеристиками устьевого оборудования.

Максимальное устьевое давление во время нагнетания в домен 1 (пласты XIII-XIV и XVI-XVII) в скважину ПБ-407 за период с 03.02.2014 по 01.01.2021 составило 27,6 МПа, что также ниже лимитирующих ограничений.

Согласно представленным данным суммарный накопленный объем размещенных в пластах горных пород зон 1 и 2 верхненутовских отложений отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, на Пильтунском участке в поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 по состоянию на 01.01.2021 составляет 484 917,2 м^3, что соответствует 51,0 % от общего предусмотренного проектными решениями объема (950000 м^3, согласно протоколу ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 № 3829) и обусловлено изменениями в графике бурения скважин различного назначения.

Анализ данных мониторинга также показал, что максимальная порция нагнетания в рабочие зоны 1 и 2 за весь период эксплуатации составляла 700 м^3, а объемы оптимальных порций, при которых не наблюдался интенсивный рост пластовых и устьевых давлений, составляли до 300 м^3 при оптимальных темпах нагнетания 0,64 м^3/мин (0,92 тыс. м^3/сут). При этом авторами прогнозируется, что в дальнейшем при переводе поглощающих скважин на вышележащие зоны 3 и 4 объемы нагнетаемых порций могут быть увеличены до 1000 м^3, а темпы нагнетания возрастать до 2,1 тыс. м^3/сут, против чего экспертиза не возражает.

В целом размещение отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в пластах горных пород верхненутовского подгоризонта осуществлялось в штатном режиме, согласно прогнозным расчетам в части давления нагнетания, объема порций отходов и скорости их нагнетания.

2.8. Качество подземных вод пластов-коллекторов охарактеризовано по результатам анализов проб воды, отобранных недропользователем в 2018-2020 гг. В соответствии с представленными данными они по составу хлоридно-кальциевые с минерализацией 20-23 г/дм^3. Анализ пластовых вод не показал высокого содержания в них микрокомпонентов. Содержание в подземных водах брома достигает 108,3 мг/дм^3, бора – 62,9 мг/дм^3, однако, организация промышленного извлечения этих элементов не может являться эффективной и рентабельной, ввиду низкой водообильности водовмещающих пород.

Размещаемые в пластах горных пород отходы производства включают выбуренную породу с остатками технологических растворов и жидкостей, консервационные жидкости для поддержания зоны трещиноватости в открытом состоянии в период ожидания возобновления бурения, а также попутные воды, извлекаемые при разработке нефтяных оторочек, и воды, использованные на буровой платформе для собственных производственных и технологических нужд. Они размещаются в пластах горных пород в виде пульпы со средней плотностью около 1,3 г/см^3 и содержанием твердой фазы в пульпе до 40%, для чего вынесенный буровой шлам подвергается предварительной подготовке (отсев твердой фракции на виброситах, сушка, измельчение до размеров частиц не более 380 микрон, с последующим перемешиванием с жидкими агентами технологического процесса и при необходимости разбавлением морской водой до требуемой плотности). В результате проведённого анализа данных за 2014-2019 гг. было отмечено, что попутная вода негативно влияет на приемистость поглощающих скважин из-за того, что данная жидкость в своём составе содержит углеводороды и при смешивании с пластовым флюидом склона к образованию вторичных эмульсий, которые значительно ограничивают фильтрацию жидкости в пласт. В связи с этим размещение попутной воды было приостановлено в ноябре 2019 года за исключением кратковременных нагнетаний во время освоения или очистки добывающих скважин после проведения обработок от солеотложений.

2.9. Процессы образования трещин гидроразрыва исследованы методом математического моделирования на базе обновленной геомеханической модели участка, уточненной на основе всего комплекса имеющейся информации, полученной в процессе строительства, опытного опробования и эксплуатации скважин ПБ-420 и ПБ-407. Численное геомеханическое и гидродинамическое моделирование процессов размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, выполнено

с использованием апробированных специальных вычислительных программ E-StimPlan 3-D™, GEOSIM, SIMFRAC и 3-D TerraFrac™.

Моделирование развития трещин гидроразрыва выполнено для всех четырех ранее выделенных целевых интервалов разреза. Проектные ёмкости доменов рассчитывались с учетом размещения шламовой пульпы с плотностью 1,3 г/см^3.

Результаты выполненного моделирования показали, что общая суммарная емкость доменов двух существующих поглощающих скважин составляет 1787,3 тыс. м^3. Таким образом, учитывая величину суммарного объема отходов производства (буровых отходов), уже размещенных (484,9 тыс. м^3) и планируемых к размещению (815,7 тыс. м^3) в пластах горных пород, составляющую 1300,6 тыс. м^3, потенциальная емкость всех проектных доменов достаточна для размещения намечаемых объемов.

При этом, согласно результатам моделирования полудлина трещин гидроразрыва не превысит во всех 4-х рабочих зонах 220-300 м в скважине ПБ-420, 140-220 м в скважине ПБ-407, и они не достигнут траекторий близлежащих скважин участка, установленных разрывных нарушений, а также не выйдут за границы горного отвода Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Размеры трещин по вертикали составят 160-200 м в скважине ПБ-420 и 212-228 м в скважине ПБ-407, трещины не достигнут продуктивных пластов углеводородов и морского дна.

С полученными результатами экспертиза согласна и считает возможной промышленную эксплуатацию Пильтунского участка размещения в пластах горных пород песчано-глинистых отложений верхненутовского подгоризонта отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в течение 20 лет (до 2041 года) с заявленными параметрами системы нагнетания.

Недропользователю необходимо скорректировать технический проект Пильтунского участка размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, и согласовать его в установленном порядке, а также продолжить мониторинг параметров системы нагнетания.

2.10. В результате выполненного геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации Пильтунского участка размещения пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, полностью утрачивает силу решение ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 (протокол № 3829).

Решение экспертной комиссии:

3.1. Рекомендовать Комиссии:

3.1.1. Подтвердить, что структурно-тектонические и геолого-гидрогеологические условия залегания и физико-механические свойства песчано-глинистых интервалов в пределах зон 1 – 4 верхненутовского подгоризонта позволяют использовать их для размещения отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в режиме гидроразрыва пластов на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения.

3.1.2. Считать возможной промышленную эксплуатацию участка размещения в пластах горных пород песчано-глинистых отложений верхненутовского подгоризонта отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области, в течение 20 лет (до 2041 года) на базе двух поглощающих скважин в режиме гидроразрыва пластов в интервалах разреза, соответствующих глубинам 950-1850 м от уровня моря, при следующих эксплуатационных параметрах системы нагнетания:

- суммарный объем отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, подлежащих размещению в пластах горных пород, 1300,6 тыс. $м^3$ (в том числе размещенных до 01.01.2021 в объеме 484,9 тыс. $м^3$);
- режим нагнетания циклический прерывистый порциями объемом до 1,0 тыс. $м^3$;
- предельный темп нагнетания – 2,1 тыс. $м^3$/сут;
- максимальное устьевое давление нагнетания – 33,1 МПа;
- плотность пульпы - до 1,3 г/$см^3$.

3.1.3. Отнести Пильтунский участок по степени изученности в соответствии с «Методическими рекомендациями по обоснованию выбора участков недр для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых» к группе разведанных.

3.1.4. Считать полностью утратившим силу решение ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 (протокол № 3829) в связи с выполненным геолого-гидрогеологическим обоснованием промышленной эксплуатации Пильтунского участка размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд.

3.2. Рекомендовать недропользователю:

- скорректировать технический проект Пильтунского участка размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, и согласовать его в установленном порядке;

- в процессе промышленной эксплуатации Пильтунского участка продолжить мониторинг процесса размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, в соответствии с разработанной программой.

Руководитель экспертной комиссии — Сорокин А.Ю.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

ФБУ "ГКЗ"
Сорокин Андрей Юрьевич
дата:04.06.21 11:44
серт:10c2dc90000ac68b94ee39bf1272210bb
действителен с 22.07.20 по 22.07.21

Секретарь экспертной комиссии — Шпильман Л.Ф.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

ФБУ "ГКЗ"
Шпильман Ляйсан Фануровна
дата:04.06.21 11:42
серт:104eed60000ac2188466cb4194ad7606e
действителен с 22.07.20 по 22.07.21

Эксперты: Зинченко В.С.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

ЗИНЧЕНКО ВЛАДИМИР СТЕПАНОВИЧ
ЗИНЧЕНКО ВЛАДИМИР СТЕПАНОВИЧ
дата:04.06.21 10:13
серт:2a0c4cc00f8abb38d4a48816f2f59a0e2
действителен с 14.07.20 по 14.07.21

Ершов Г.Е.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Ершов Григорий Евгеньевич
Ершов Григорий Евгеньевич
дата:04.06.21 11:41
серт:29548ec00b5acabb34fc2acd3c31b386d
действителен с 19.01.21 по 19.01.22

Логинов А.А.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Логинов Александр Андреевич
Логинов Александр Андреевич
дата:04.06.21 10:31
серт:28b908f0098acee844cb6fae564a1fd32
действителен с 21.12.20 по 21.12.21

«САХАЛИН ЭНЕРДЖИ ИНВЕСТМЕНТ КОМПАНИ ЛТД.»

ИНФОРМАЦИОННАЯ СПРАВКА

об Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения

г. Южно-Сахалинск, 2021 г.

1 Недропользователь, номер лицензии, сроки действия лицензии, условия лицензионного соглашения

Недропользователем является компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.». Компания осуществляет промышленное размещение отходов бурения и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения на основании лицензии серии ШОМ № 14118 ЗЭ, выданной Министерством Природных Ресурсов Российской Федерации 18 июня 2007 года.

Целевое назначение лицензии - строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых для для опытно-промышленного и последующего размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке.

Срок окончания действия лицензии - срок окончания действия лицензии на разработку ШОМ № 10409 НР - 19.05.2026 года.

Решение о промышленном размещении буровых отходов и других жидкостей утверждено ГКЗ Роснедра, Протокол ГКЗ Роснедра от 17.08.2012 №2826, на основании результатов государственной экспертизы материалов геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигона глубинного размещения отходов бурения и технологических стоков, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области.

Горноотводный акт №526 выдан к лицензии на пользование недрами ШОМ 14118 ЗЭ Управлением РТН по Сахалинской области 10 декабря 2012 года.

Участок недр, используемый для размещения буровых отходов находится в границах горного отвода. Площадь горного отвода составляет 192,2 км^2. Для него установлено ограничение по глубине, равное 2300 м (по вертикали).

Горный отвод Пильтунского участка имеет достаточно большие размеры в сравнении с размерами доменов (системы смоделированных трещин), образованных вдоль ствола скважин ПБ-420, ПБ-407.

В соответствии с лицензионным соглашением пользование недрами осуществляется в два этапа:

I этап - строительство подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, и проведение доизучения и опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты на Пильтунском участке;

II этап - промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке (эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых).

В 2012 г. осуществлён переход на второй этап.

В соответствии с пунктом 4.6 лицензионного соглашения в 2008 году был разработан и согласован «План мониторинга закачки отходов бурения на Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения», утвержденный Территориальным агентством по недропользованию по Сахалинской области (Письмо № 02/11-584 от 22 июля 2008 г.).

В первом квартале 2020 года Компанией подготовлен и направлен на согласование в Территориальное агентство по недропользованию по Сахалинской области обновленный «План мониторинга закачки отходов бурения и других жидкостей на Пильтунском участке» (письмо Сахалиннедра о согласовании от 13.05.2020 №10-37/347).

В соответствии с пунктом 4.3 лицензионного соглашения в 2012 году был выполнен геологический отчёт «Результаты доразведки и опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты Пильтунского участка Пильтун_Астохского нефтегазоконденсатного месторождения», который прошёл государственную экспертизу геологической информации и был согласован Протоколом Роснедра № 2826 от 17 августа 2012 г.

Переход к промышленной эксплуатации осуществлен в 2012 г. на основании данного положительного заключения

В 2014 г. с целью обоснования возможности размещения уточненных объемов в две скважины (ПБ-420 и ПБ-407), был выполнен геологический отчет: «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов размещения буровых отходов и других жидкостей». Суммарный объем доменов был оценен в размере 1 700 тыс. $м^3$, что дает возможность разместить ожидаемый расчетный объем 1 606 тыс. $м^3$. Согласованный к размещению суммарный объём отходов составил 950 тыс. $м^3$, включая уже закачанный (Протокол ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 № 3829).

В соответствии с лицензионными условиями (Лицензия ШОМ № 14118 ЗЭ, п.4.4.), в 2014 году с целью уточнения технологических решений по размещению отходов на Пильтунском участке Компанией было выполнено «Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (Протокол ТКР по Сахалинской области от 20.02.2015 №02-15 пс).

2 Общие сведения

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе Сахалина, на широте южного окончания Пильтунского залива, на расстоянии 15-20 км от береговой линии.

Географические координаты угловых точек, ограничивающие участки недр для размещения отходов бурения следующие:

№ точки	с.ш.	в.д.
1	53°00’00’’	143°26’00’’
2	53°00’00’’	143°34’00’’
3	53°00’00’’	143°42’30’’
4	52°56’57’’	143°42’34’’
5	52°54’15’’	143°45’00’’
6	52°50’00’’	143°45’00’’
7	52°50’00’’	143°28’18’’

Акватория, в пределах которой расположено Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение, в административном отношении является частью Сахалинской области (РФ), и находится на южной широте Охинского района и северной широте Ногликского района. Ближайшим населенным пунктом, расположенным к северо-западу от месторождения, является г. Оха, расположенный в 90 км к северо-западу.

Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на северо-восточном шельфе Сахалина, на широте южного окончания Пильтунского залива, на расстоянии 15-20 км от береговой линии.

По сейсмическому районированию данный участок шельфа относится к зоне умеренной сейсмической активности. Магнитуда Нефтегорского землетрясения, произошедшего в 1995 году, составила 7,2 балла, его афтершок в Охе в 1995 году имел магнитуду 5,7 баллов. Землетрясение с магнитудой 5,7 баллов зарегистрировано 12 июня 2005 года на расстоянии 15-25 км восточнее Пильтун-Астохского месторождения.

Ледовый режим в районе месторождения сложный. Вдоль береговой линии образуется ледяной припай, в пределах которого происходит торошение льда высотой до 5 - 6 м. Дрейфующий лед толщиной 1,5 – 2,0 м образует поля, перемещающиеся вдоль острова с севера на юг со скоростью 0,4 – 6,0 км/час. "Стамухи", имеющие высоту над уровнем моря 2 - 7 м, вспахивают морское дно на глубинах моря от 10 до 20 м.

Шельф Охотского моря в пределах Пильтун-Астохского месторождения представляет собой мелководную плоскую равнину современной абразионно-аккумулятивной отмели. Рельеф дна слегка волнистый и пологий. Глубина воды колеблется

от 27 м до 35 м. Инженерно-геологические условия Пильтун-Астохского месторождения характеризуются как сложные, ввиду наличия погребенных плейстоценовых палеодолин, сложного строения литологических комплексов, относительно высокой сейсмичности и активного проявления литодинамических процессов. Акватория месторождения находится в зоне транзита осадочного материала. На дне выявлены подводные гряды с подвижными мезоформами высотой от 1 до 4 м. На глубинах моря 6–7 м наблюдаются максимальные деформации рельефа морского дна, которые составляют около 3,5 м. Толщина активного слоя осадков составляет 0,2 – 0,3 м.

Температура воды (на поверхности моря) в среднем составляет 10-11°С, минимальная - в феврале (0-1°С).

Характер приливов неправильный, суточный, с максимальной высотой 2,1 м. Высота волн в декабре изменяется от 1 до 6 м при наиболее частой повторяемости волн высотой 1-1.5 м (23%) и волн 1.5-3 м (22%). В августе высота волн составляет 1-3 м, при наиболее частой повторяемости волн высотой до 1 м. Соленость воды в июле-августе составляет 25-27 промилле.

3 Положение месторождения в региональном тектоническом плане

Пильтун-Астохская мегантиклинальная складка входит в Одоптинскую антиклинальную зону шириной до 17 км, которая простирается вдоль шельфа Охотского моря в Северо-Восточной части о. Сахалин на расстояние около 150 км и является одной из систем параллельных складок широтного простирания, образованных в результате плиоценового сжатия, приведшего к структурной инверсии. В структурном плане Одоптинская антиклинальная зона подразделяется на три мегантиклинальные складки: Одоптинскую, Пильтун-Астохскую и Аркутун-Дагинскую, в границах которых открыты соответствующие морские месторождения: Одопту-море, Пильтун-Астохское и Аркутун-Дагинское. Каждая из мегантиклиналей осложнена несколькими локальными поднятиями. На Пильтун-Астохской мегантиклинали выделяется два поднятия следующего, более мелкого, порядка: Пильтунское и Астохское. Пильтунское поднятие делится на два тектонических Блока I и II, разделенных между собой тектоническим нарушением. Тектоническое нарушение имеет надвиговый характер, плоскость смесителя падает на юго-запад. Блок I является аллохтонным, Блок II автохтонным и осложнен антиклиналью, выделяемой на юге. Свод Пильтунской антиклинали (а.о.-1650 м по ОГ XXI-s) расположен в центральной части Блока I.

4 Год открытия, год ввода в разработку

Пильтунский участок Пильтун-Астохского месторождения введен в эксплуатацию в конце 2008 года. Первая нефть на Пильтунском участке была получена 23 декабря 2008 года из скважины ПБ-302. Закачка воды в целях поддержания пластового давления на участке началась 22 января 2010 года.

С сентября 2008 года по август 2012 гг. на участке осуществлялось опытно-промышленное размещение отходов бурения и других жидкостей через специальную поглощающую скважину ПБ-420. С августа 2012 г. размещение отходов бурения и других жидкостей в поглощающую скважину ПБ-420 осуществлялось в режиме промышленной эксплуатации в соответствии с решением ГКЗ Роснедра.

С 2014 г. по настоящее время размещение буровых отходов и других жидкостей осужествляется через ПБ-407 и ПБ-420 в режиме промышленной эксплуатации.

Разработка Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения осуществляется на основании проектного документа «Технологическая схема разработки Пильтун-Астохского месторождения» 2019 г. (Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.06.2019 № 7547).

5 Состояние разработки участка

Система разработки Пильтунского участка предусматривает разработку нефтяных оторочек пластов XXI-s, XXI-2, XXI-3, XXII-1-2, XXII-3, XXIII-1, XXIII-2 и XXIV-2 в Блоке I западного крыла и единым эксплуатационным объектом №2 с поддержанием пластового давления законтурным и приконтурным заводнением с совместно-раздельной закачкой в пласты. Выше лежащие пласты частично включены эксплуатационный объект №1. Он состоит из трех газоконденсатных XII, XIII-XIV, XVI-XVII и трех нефтегазоконденсатных залежи XVIII, XIX, XX в пределах Блока I. Пласты тектонически экранированные с южной стороны и литологически - с северной и восточной сторон. Разработка пластов Блока II XXI-s, XXI-2, XXI-3 осуществляется в режиме истощения горизонтальными скважинами. Эти пласты включены в эксплуатационный объект №6.

На 01.01.2021 г. разработка участка осуществляется 20-ю нефтедобывающими скважинами. Поддержание пластового давления осуществляется посредством 8-и законтурных и приконтурных водонагнетательных скважин.

На 01.01.2021 г. добыто 18 814 тыс. т нефти и 7 375млн. $м^3$ газа, общая накопленная закачка воды составила 20 445 тыс. $м^3$.

Компания реализует разработку участка с применением технологий нулевого сброса отходов в окружающую среду. Обязательство в сфере охраны окружающей среды по

нулевому сбросу означает удаление буровых отходов (шлама и отработанных жидкостей) с морских платформ путем их закачки в глубокозалегающие пласты горных пород, что также обеспечивает непрерывность буровых операций и экономию средств связанных с транспортировкой и хранением отходов.

По состоянию на 01.01.2021 г. через скважину ПБ-407 были размещены отходы в объеме 103 287,8 м^3 (10,9% от общего разрешенного объема) в XIII-XIV и XVI-XVIII пласты. В пласт XI через скважину ПБ-420 были размещены буровые отходы в объеме 142 384,3 м^3 (15,0% от общего разрешенного объема). Всего накопленный закачанный объем на 01.01.2021 г. составил 484 917,2 м^3, что соответствует 51,0% от общего утвержденного объема закачки буровых отходов и других жидкостей (950 000 м^3).

6 Основные проектные документы и решения

Размещение буровых отходов и других жидкостей осуществляется на основании следующих, утвержденных в установленном порядке, документов:

1. «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, Протокол ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 № 3829.

2. «Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения», протокол ТКР по Сахалинской области от 20.02.2015 № 02-15 пс.

3. «План мониторинга закачки отходов бурения и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского месторождения». (Письмо Сахалиннедра № 02-37/347 от 13.05.2020 г.).

В соответсвии с утвержденными документами, согласованы следующие режимы и основные параметры системы закачки:

- циклическая закачка отходов бурения и других жидкостей в режиме гидроразрыва пластов в 2 поглощающиескважины (ПБ-420 и ПБ-407), в интервал разреза, соответствующий глубинам с абсолютными отметками 950-1850 м;

- суммарный разрешенный объем отходов бурения и других жидкостей на прогнозный период до 2021 года – 950 тыс м^3 , режим закачки прерывистый порциями

объемом до 2,22 тыс.м^3, предельный темп закачки – 2,1 тыс.м^3/сут, максимальное устьевое давление нагнетания – 33,1 МПа;

- плотность пульпы – до 1,3 г/см^3.

- расчетный срок эксплуатации полигона – 7 (семь) лет.

7 Основные положения представленного на экспертизу документа

Основанием для подготовки представленного отчета является решение Протокола ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 № 3829 об ограничении расчетного срока эксплуатации полигона на период с 2014г. до 2021г.

Принципиальными положениями представленного отчета является следующее:

- Уточнение суммарных и остаточных объемов доменов размещения отходов бурения и других жидкостей (№1 в ПБ-407 и №2 в ПБ-420);
- Уточнение ожидаемых объемов отходов бурения и других жидкостей, подлежащих размещению через поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 в период с 2021 по 2041 гг.;
- Уточнение границ зон размещения буровых отходов и других жидкостей в обеих скважинах.

В 2019 году компанией «Акрос» выполнено уточняющее геомеханическое моделирование, включающее в себя исторические данные размещения буровых отходов и других жидкостей, данные ГИС и влияние типов отходов на приемистость скважин. По результатам выполненной работы, были уточнены расчетные объемы областей размещения буровых отходов и других жидкостей используемых доменов (№1 в ПБ-407 и №2 в ПБ-420) для обеих поглощающих скважин Пильтунского участка.

Емкость вышележащих доменов (№2,3,4 в ПБ-407 и №1,3,4 в ПБ-420) осталась без изменений. В результате суммарный объем доменов увеличился и составил 1302,4 тыс.м^3 (без учета закачанного объема - 484,9 тыс.м^3).

Домен	**Ёмкость доменов в, тыс.м^3**			
	SID 2013		Акрос 2019	
	ПБ- 407	**ПБ-420**	**ПБ- 407**	**ПБ-420**
4 резерв.	207,0	220,0	207,0	220,0
3	197,0	159,0 (252,5) (1)	197,0	159,0 (252,5) (1)
2	180,0	150,0	180	**244,0** (2)
1	165,0	154,8	**173,0** (2)	154,8
Итого: 1-4	749,0	683,8	757,0	777,8
	1685,3		1787,3	

[1] - оценка потенциала доменов (в пластах VIII-IX 145 300 м^3 и X 107 200 м^3) в интервале 1250 – 1350 абс. отметок,
[2] – уточнение существующих суммарных объемов доменов компанией АКРОС в октябре 2019 г.

Рассчитанный суммарный объем доменов является достаточным для размещения ожидаемого объема отходов бурения и других жидкостей в размере 815,7 тыс. м^3 (без учета ранее закачанных 484,9 тыс. м^3) подлежащих размещению буровых отходов и других жидкостей.

Данные, полученные в ходе эксплуатации скважин ПБ-420 и ПБ-407 и результаты моделирования «АКРОС», представленные в отчете, позволяют сделать вывод о том, что выбранные геологические объекты, как и применяемая технология размещения, обеспечивают реализацию наиболее оптимального способа размещения отходов бурения и других жидкостей, как с технической так и с экологически безопасной точки зрения, покрывая весь период программы бурения и эксплуатации залежей Пильтунского участка.

Помимо геолого-технологических аспектов размещения отходов бурения и других жидкостей, в отчете рассмотрены вопросы, связанные с экологической безопасностью и охраной недр при эксплуатации полигона.

8 Основные результаты и выводы

Степень изученности Пильтунского участка является достаточной для промышленного размещения отходов бурения в слоистых песчано-глинистых толщах нутовского горизонта верхнего миоцен-плиоцена на глубине 935 – 1850 м (от уровня моря) в полном объеме исходя из программы освоения Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазового месторождения.

Объём геологических и гидрогеологических данных и применяемые методы моделирования позволяют выполнить надежную оценку процессов в недрах (геомеханических, сейсмических и движений флюидов), связанных с размещением отходов бурения и других жидкостей. Анализ размещения отходов бурения и других жидкостей в существующих «доменах» через поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 показывает, что образуемые при размещении отходов бурения трещины не достигают дизъюнктивных нарушений, контактов вода-нефть и вода-газ, или траекторий близлежащих добывающих и водонагнетательных скважин, а также подтверждает размещение буровых отходов и других жидкостей в пределах лицензионного участка.

Разработанная программа мониторинга и применяемая технология закачки отходов бурения и других жидкостей, демонстрируют техническую осуществимость и

обеспечивают малую степень риска подземного размещения отходов бурения и других жидкостей.

Выбранные геологические интервалы и процессы обеспечивают реализацию наиболее технически и экологически безопасного способа размещения отходов бурения и других жидкостей на всем протяжении осуществления программы бурения на Пильтунском участке.

В разрезе Пильтунского участка отсутствуют подземные воды, пригодные для питьевого водоснабжения или содержащие полезные микрокомпоненты в промышленных концентрациях, а также термальные воды.

Адаптация существующей модели к фактическим параметрам закачки дала возможность уточнить потенциальную емкость доменов основных и резервной зон с 1 700,0 тыс.м^3 до **Ошибка! Источник ссылки не найден.**~~1 787,3 тыс. м^3~~ (с учетом уже закачанного объема – 484,9 тыс. м^3). За весь срок эксплуатации Пильтунского участка, с учётом фактически размещенных объемов, плановые объемы отходов бурения и других жидкостей уточнены с 1 606 тыс.м^3 до **1 300,6 тыс.м^3**. Для этого планируется эксплуатировать две поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407.

Работы по размещению отходов бурения и других жидкостей не произведут какого-либо заметного влияния на сейсмическую активность района Пильтунского участка Пильтун–Астохского месторождения.

Экспертное заключение по отчёту

Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов доменов.

Представлен компанией Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд., авторы Клищ Р.М. и др. Лицензия ШОМ № 14118 ЗЭ

1. Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение находится на северо-восточном шельфе о. Сахалин. Месторождение было открыто в 1986 году. Залежи нефти и газа выявлены в алеврито-песчаных пластах-коллекторах нижненутовского подгоризонта в интервале глубин 1300-2500 м. Освоение Пильтун-Астохского месторождения осуществляется компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» в рамках проекта «Сахалин-2».

Пильтунский участок Пильтун-Астохского месторождения находится в северной части площади разработки Сахалин-2 (платформа ПА-Б) и введён разработку с декабря 2008 года. Запасы Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения утверждены Государственной комиссией по запасам Российской Федерации 19 июня 2001 года, протоколом ГКЗ РФ № 659 от 19 июня 2001 года. По состоянию на 01.01.2021 г. пробурено и введено в эксплуатацию 30 скважин в т.ч.: две специальных поглощающих, двадцать нефтяных добывающих и восемь водонагнетательных.

Технологическая схема разработки Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения утверждена протоколом ЦКР Роснедр №7547 от 28.06.2019 г.

С целью экологически безопасного ведения работ в ходе строительства и освоения скважин Компанией и институтом ВНИПИпромтехнологии в 2005 году были разработаны и утверждены Технический проект и Технологическая схема с этапом опытных работ на платформе ПА-Б Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения. В соответствии с ними опытно-промышленное размещение отходов бурения и других жидкостей производилось через специальную поглощающую скважину ПБ-420 в трещинах гидроразрыва, созданных в глинистых алевролитах и песчаниках нутовского горизонта верхнего миоцен-плиоцена в интервале глубин 950-1850 м.

На Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения для захоронения буровых откходов также используется этот же горизонт, единственной поглощающей скважиной является скважина ПА-118, пробуренная в марте 2004 г. По состоянию на 01.01.2019 г. фактически размещенный в основном интервале объём закачки составил 252,3 тыс. $м^3$,

фактически размещенный в основном интервале объём пульпы бурового шлама составляет – 36,7 тыс. $м^3$.

В 2012 г Компанией был выполнен геологический отчёт о результатах доразведки и опытно-промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубоких горизонтах недр при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области. Схема и режим размещения отходов в скв. ПБ-420 были утверждены протоколом № 2826 заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ Роснедра), 17 августа 2012 г.

В 2014 г. с целью обоснования возможности размещения уточненных объемов буровых отходов в недра уже через две поглощающие скважины (ПБ-420 и ПБ-407), был выполнен геологический отчет: «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов размещения буровых отходов и других жидкостей». Согласованный (сроком на 7 лет) к размещению суммарный объём отходов, включая уже закачанный, составил 950 тыс. $м^3$

Основанием для представления рассматриваемого отчёта на экспертизу является решение ГКЗ Роснедра (Протокол от 12.09.2014 г. № 3829) об ограничении расчетного срока эксплуатации полигона семью годами.

Таким образом, постановку работ следует признать обоснованной.

2. В материалах вместе с отчётом представлены

- Лицензия ШОМ 14118 ЗЭ на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для промышленного размещения буровых отходов в пределах Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения, выдана 18.06.2007 года.;
- Техническое задание «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» на геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения, уточнение объемов доменов - от 21.09.20.
- паспорта закачных скважин ПБ-420, ПБ-420БС2 и ПБ-407
- Протокол ГКЗ Роснедра № 3829 от 10 сентября 2014 г.
- метрологическая справка;
- справка о патентных исследованиях;

В материалах присутствуют также акт приёмки-сдачи полевых материалов и протокол НТС «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» по рассмотрению материалов отчёта, однако, они не упомянуты в оглавлении отчёта в списке текстовых приложений;

Фактический срок выполнения работ соответствует срокам, установленным геологическим заданием.

3. Представленные в отчёте материалы в целом достаточны для рассмотрения вопроса об уточнении возможных объёмов размещения буровых отходов и других жидкостей в пласты нутовского горизонта верхнего миоцен-плиоцена в соответствии с условиями лицензионного соглашения. В отчёте присутствуют сводный геолого-геофизический разрез Пильтунского участка Пильтун-Астохского месторождения, геологические профили, схема расположения объектов проекта "Сахалин-2", карта сейсмической активности района работ, структурная карта по кровле разрабатываемого пласта XXI и схема размещения пробуренных скважин, корреляционные схемы по скважинам, данные испытаний рабочих интервалов на приемистость, данные режимных наблюдений за давлением и др. необходимые материалы.

В отчёте представлены зависимости величины коэффициента пористости от плотности минерального скелета пород, выведенные по фактическим данным измерений, а также зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости, подтверждённые петрофизическими данными, в том числе на керне аналогичных рассматриваемым нижележащих пластов. Представленные материалы в целом соответствуют требованиям ГКЗ.

Вместе с тем в графических материалах отсутствует подсчётный план, его необходимо представить. Рекомендуется также дополнить отчётные материалы картой общих толщин коллектора (мощностей горизонта) на участке полигона размещения буровых отходов.

Электронная версия отчёта требует корректировки. Оглавление отчёта не в полной мере соответствует фактическому содержанию, ряд рисунков и глав находится на других страницах отчёта. Ссылки на литературу также необходимо проверить и исправить. Так, например, ссылка на стр. 36 на протокол ГКЗ 2012 года относится не к 59, а к 64 позиции в списке литературы. Часть текста, вероятно, переведена с английского языка и требует литературной редакции, так как перевод не точен и неоднозначно соответствует принятым в российской гидрогеологии понятиям. Так, например, на стр. 181 понятие «повреждённая зона вокруг скважины», видимо, соответствует понятию «зона изменения фильтрационных свойств» или «зона вызванной трещиноватости в пласте», т.к. «повреждение» обычно трактуется, как нарушение технического состояния обсадной колонны. Или же необходи-

мо подробное предварительное объяснение, что понимается под данным термином. Термин «повреждение проводимости» в данном случае соответствует снижению проводимости (т.к. «повреждение» здесь также трактуется неоднозначно – в сторону увеличения или уменьшения) и т.п.

На стр. 31 указано, что «возможность триггерного воздействия … по активным разломам, расположенным на ближайшей к месторождению островной суше, представляется маловероятной на Астохском участке». А на Пильтунском?

4. Степень изученности геологического строения и гидрогеологических условий участка достаточны для выбора целевых пачек (доменов) и обоснования утилизации в них пульпы буровых отходов.

Опыт применения закачки пульпы с использованием технологии гидроразрыва известен и уже достаточно широко применяется, эффективное размещение отходов бурения осуществляется на таких предприятиях Газпрома, как ООО «Надымгазпром» на месторождениях Юбилейное и Ямсавейское, ООО «Ноябрьскгаздобыча», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Ямбурггаздобыча». На Сахалине оно производится на месторождении Чайво, Лунском месторождении, Астохском и Пильтунском участках Пильтун-Астохского месторождения.

Поглощающий нутовский горизонт сложен толщей морских осадков миоценового возраста мощностью до 2800 м и разделяется на нижненутовский и верхненутовский подгоризонты. Нижненутовский подгоризонт содержит основные продуктивные пласты, представленные мелко-, средне- и крупнозернистыми, относительно хорошо отсортированными песчаниками, переслаивающимися с мощными алевролитовыми пластами и тонкими глинистыми пропластками. Изменение общей мощности пластов подгоризонта подчинено региональным закономерностям – уменьшение мощности в восточном направлении с замещением песчаных пластов преимущественно глинистыми. В пределах Пильтунского участка нижненутовский подгоризонт охватывает интервал с кровли IX пласта до кровли окобыкайского горизонта. Залежи нефти, газа и конденсата в пределах участка приурочены к его пластам XII–XXV.

Разрез пород, залегающих от кровли верхненутовского горизонта до XVIII пласта, является основным объектом изучения для размещения отходов бурения.

Верхняя часть представлена крупнозернистыми, обломочными породами из несцементированных, плохо отсортированных серых песчаников с некоторым количеством гравия и галечной породы. Нижняя часть подгоризонта представлена нерасчлененной тол-

щей преимущественно алеврито-глинистых и глинистых пород. Общая толщина верхненутовского подгоризонта составляет приблизительно 1500 м.

В районе Пильтунского участка отсутствуют горизонты пресных вод, в пластовой воде не содержится концентраций микрокомпонентов, представляющих промышленный интерес. Зоны термальных или радиоактивных вод в Одоптинской антиклинальной зоне, к которой приурочено месторождение, отсутствуют.

Участок характеризуется незначительной тектонической активностью. Пересечение крупных нарушений трещинами гидроразрыва не прогнозируется. Большая толщина глинистых пластов позволяет создать систему локальных трещин и разместить значительный объем отходов бурения. Наличие мощных пластов песчаников способствует созданию барьеров росту зоны трещиноватости в вертикальном направлении, а поровое пространство песчаников обеспечивает достаточную вместимость для отфильтровывания жидкостей из шламовой пульпы.

Структурное строение пород и тектоника достаточно подробно изучены методами трёхмерной сейсмики, а также данными ГИС при бурении разведочных скважин. С 1999 по 2018 г.г. на территории месторождения пробурено 39 нефтяных добывающих и водонагнетательных скважин. В 2015 и 2018 годах была выполнена сейсморазведка 4D по Астохскому и Пильтунскому участкам. Скважина ПА-420 используется уже достаточно длительное время для размещения буровых отходов с 2005 года.

Пластовые воды гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 13,4-38,2 г/л. В региональном плане в пределах Одоптинской антиклинальной зоны происходит увеличение минерализации вод с севера на юг. Всего, как указано в отчёте, было проанализировано 38 проб пластовой воды, которые представляют основные продуктивные пласты – XXI-s, XXII, XXIII и XXIV-2.

Вместе с указанием на это, непосредственно данные химических анализов в отчёте отсутствуют. Авторам следует дополнить отчётные материалы сводной таблицей анализов химического состава пластовых вод, а также, выборочно, примерами полных протоколов химических анализов подземных вод по Блоку 1 и Блоку 2 Пильтунского участка.

Вопрос совместимости природных и закачиваемых вод в отчёте практически не рассмотрен (за исключением выводов об отрицательно влияющих на проницаемость примесей нефтепродуктов в последних). Как утверждается в тексте, по химическому облику и минерализации воды Блока 2 сходны с водами Астохского участка.

Исходя из этого можно предполагать, что свойства и состав попутных пластовых вод Пильтунского участка совместимы с водами, содержащимися в используемом для закачки интервале.

На Астохском участке по результатам анализа проб вода из XXI пласта относится к типу хлоридно-кальциевых к группе хлоридных и подгруппе натриевых, а вода пласта XXIII – к типу гидрокарбонатных, группе хлоридных, подгруппе натриевых. Для пласта XXI общая минерализация колеблется на уровне с 17,7 по 25,3 г/л, в среднем значение составляет 24,1 г/л. Для пласта XXIII общая минерализация составляет от 11,7 до 18,6 г/л, в среднем – 15,1 г/л. Морская и попутные воды, добываемые вместе с углеводородами из нутовских отложений, хорошо совместимы с пластовыми водами второго водоносного комплекса. В отчёте представлена технология подготовки попутной воды перед закачкой в скважины.

По утверждению авторов отчёта, анализ пластовых вод в пределах изученной продуктивной части разреза Пильтун-Астохского месторождения не показал высокого содержания в них микрокомпонентов (йода до 85 мг/л, брома до 157 мг/л, бора до 59 мг/л). Извлечение микрокомпонентов из пластовой воды не считается практически целесообразным по причине некондиционного содержания полезных минералов или низких дебитов скважин, давших воду. Эти выводы следует подтвердить фактическими данными анализов.

5. Опыт эксплуатации нагнетательных скважин на территории Сахалина охарактеризован объёмами размещённых буровых растворов как на самом участке Пильтунском (484,9 тыс. $м^3$), так на Лунском месторождении (365,8 тыс. $м^3$) и Астохском участке (286,1 тыс. $м^3$). Авторам следовало бы при характеристике опыта эксплуатации указать рабочие давления нагнетания для объектов-аналогов.

Объем закачиваемых порций варьируется в довольно широком диапазоне значений – от единиц до сотен кубических метров, что в целом соответствует технологическому режиму эксплуатации доменов и не превышает максимально допустимого значения - 1000 $м^3$. Максимальное устьевое давление закачки в 2017 году составляло до 276 атм (разово), однако, в среднем за всё время составляло от 15-20 МПа в 2014 году до 19-22 МПа в 2020 г. Максимальное значение 27,6 МПа, которое было достигнуто, не превышает давление 29,3 МПа, ограниченное предохранительным клапаном, и максимально допустимое давление 34,5 МПа. Вместе с тем, обоснования величины максимального допустимого давления эксперту в отчётных материалах обнаружить не удалось. Следовало бы выделить в отчёте специальный подраздел по обоснованию параметров закачки буровых отходов

(давление на устье, давление в пласте, длительность и объём закачки порции, содержание твёрдой фазы, частота интервалов закачки и др)..

За период с 2004 по 2018 гг. накопленный объем закаченных отходов составил 484,9 тыс. $м^3$, в том числе в скважину ПБ-407 – 103,3 тыс. $м^3$, в скв. ПБ-420-БС1 – 239,2 тыс. $м^3$, в скв. ПБ-420-БС2 – 142,4 тыс. $м^3$.

В материалах отчёта подробно представлена конструкция скважин, данные геофизического каротажа, контроля цементации, данные опытных опробований (нагнетаний с гидроразрывом).

При эксплуатации платформы образуются как твердые, так и жидкие вещества, поступающие в систему закачки буровых отходов из дренажной системы платформы, пескоковки, вместе с буровыми растворами на нефтяной основе, а также в систему подготовки попутно-добываемой воды. При подготовке шламового раствора используется водный гель водный гель на основе реагента MEX-VIS L, который добавляется в буровой шлам для загущения до 90 сек/л, перемолотый до 380 микрон. Во время остановок закачки порций шламового раствора в ствол скважины закачивается гель без твердой фазы, что позволяет предотвратить её оседание. Из отработанного бурового раствора удаляются твердые частицы мелких фракций и добавки-утяжелители. Удаленные материалы направляются на модуль закачки буровых отходов, где они проходят обработку до тех же технических спецификаций, что и шламовый раствор. В целях предотвращения замерзания жидкости в поверхностных технологических линиях и фонтанной арматуре скважины, в холодное время года в поток добавляют один кубический метр базового масла, которое используется для приготовления бурового раствора.

Опыт эксплуатации охарактеризован достаточно полно.

6. Методика работ включала анализ материалов ранее проведенных исследований, интерпретацию данных ГИС и опытных нагнетаний, тарировку ранее разработанной геомеханической модели по данным проведенных нагнетаний, решение комплекса прогнозных задач с выполнением анализа чувствительности модели (факторно-диапазонного анализа). Математическая модель тарировалась неоднократно – по данным опытных работ разных лет, по мере изменения состояния целевого пласта в результате закачки буровых растворов.

В техническом проекте 2005г суммарные ёмкости доменов размещения отходов бурения были оценены на основании данных геомеханического моделирования компании «Gidatec Ltd» с учетом размещения шламовой пульпы с плотностью 1,3 г/$см^3$, содержащей до 33% расчётного объёма твёрдой фазы в скважину ПБ-420 (БС1). В 2013 году, ком-

панией SID (преемником компаний Gidatec/Fosteriana) было проведено дополнительное моделирование размещения отходов бурения и других жидкостей для скважины ПБ-407, а также уточнение модели и емкостей доменов для скважины ПБ-420 БС1, которая была в эксплуатации на тот момент. Общая суммарная емкость доменов двух существующих поглощающих скважин была оценена в пределах от 1 685,3 до 1 724,2 тыс. м^3.

По результатам шестилетнего периода закачки отходов бурения и других жидкостей в обе скважины: ПБ-407 и ПБ-420, компанией АКРОС в 2019 году было выполнено моделирование на основе исторических данных для уточнения суммарных и остаточных объемов существующих доменов (№1 в ПБ-407 - 757 тыс. м^3 и №2 в ПБ-420 – 777.8 тыс. м^3), что в сумме составил 1 787,3 тыс.м^3. Соответственно, за вычетом уже закаченных объёмов, по состоянию на 01.01.2021 г. остаточный расчётный суммарный объем доменов в двух скважинах (ПБ-407 и ПБ-420) составил 1 302,4 тыс.м^3.

Выполнить проверку результатов геомеханического моделирования у эксперта возможности нет, поэтому их результаты можно только принять на веру и сравнить с ранее выполненными оценками. Вместе с тем, авторам отчёта следовало бы привести в отчёте основные исходные данные параметров геомеханических моделей, а также сопоставление расчётных и фактических данных по давлениям закачки и остановки.

Геометрические размеры трещин, полученные в результате калибровки моделей по данным на 2019 год, составили:

скв. 420 - общая высота развития трещины 115 м, максимальная полудлина трещины 82 м,

скв. 407 - общая высота развития трещины 100 м; максимальная полудлина трещины 125 м.

Для прогнозных расчётов наиболее вероятная емкость твердой фазы принималась из расчета на 20% содержания твердой фазы по объему.

Расчётный прогнозный объем подлежащих размещению отходов бурения и сопутствующих жидкостей, рассчитанный на основе плановых траекторий скважин и фактического среднего выхода подлежащих размещению объемов на метр проходки, включая 20% запаса для размещения непредвиденных объемов отходов бурения и других жидкостей, составил 292,5 тыс.м^3.

С учётом всех попутных жидкостей (373,8 тыс.м^3) требуемый объём составил **815,7 тыс.м^3** на период до конца 2041 г.

В связи с этим авторами предложено:

заявка на утверждение в размере 1300,6 тыс. м^3 (с учетом уже закачанного объема – 484,9 тыс. м^3) разрешенных к размещению в глубокие горизонты Пильтунского участка объемов отходов бурения и других жидкостей.

Учитывая незначительные расхождения в оценках объёмов доменов, выполненных в 2014 году, и в 2019 году по результатам последующей 5-летней эксплуатации скважин (в пределах точности расчётов), то есть фактически – подтверждение данными эксплуатации ранее оцененных параметров геомеханических моделей – следует согласиться с возможностью промышленной эксплуатации скважин ПБ-420-БС2 и ПБ-407. Пульпообразные отходы бурения должны обладать свойствами в соотвтетствии с техническим проектом, в частности:

- плотность до 1,13 – 1,3 г/см^3;
- вязкость 60 - 100 сек/л по воронке Марша;
- время сохранения гомогенности пульпы (до начала образования осадка крупных частиц) не менее 6 часов;

содержание твёрдой фазы 10 – 40 % в зависимости от ее состава и при условии выполнения требований по плотности и сохранения стабильности (среднее содержание твердой фазы до 20%)

7. С учётом сделанных замечаний, гидрогеологическое обоснование размещения буровых отходов и сопутствующих жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения следует считать достаточным для проектирования подземной части и регламента промышленной эксплуатации объекта.

9. Геологическое задание выполнено.

10. ФБУ ГКЗ предлагается согласиться с авторской оценкой возможности утилизации буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в домены нижненутовского горизонта в объёме до **815,7 тыс.м^3** на период до конца 2041 г.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Ершов Григорий Евгеньевич
Ершов Григорий Евгеньевич
дата:13.04.21 09:49
серт:29548ec00b5acabb34fc2acd3c31b386d
действителен с 19.01.21 по 19.01.22

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по геофизическому разделу отчета

«Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов доменов».

Отв. исполнитель: Клищ Р.М.

На рассмотрение ГКЗ для прохождения государственной экспертизы компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компании ЛТД» представлены материалы, содержащие анализ результатов геологического доизучения эксплуатационного объекта и опыта эксплуатации поглощающих скважин ПБ-420, ПБ-407 с 2014 по 2020 гг. для рассмотрения возможности продолжения промышленного этапа размещения буровых отходов и других жидкостей. Ранее протоколом ГКЗ №3829 от 10.09.2014 г. расчетный срок промышленной эксплуатации был ограничен семью годами. В настоящее время на Пильтунском участке (по состоянию на 01.01.2021 г.) имеется 30 эксплуатационных скважин: 2 поглощающих, 20 нефтяных добывающих и 8 водонагнетательных.

Для доизучения геологического строения и анализа условий размещения буровых отходов было проведено геологическое и геофизическое доизучение характеристик околоскважинного пространства и технического состояния поглощающих скважин. Полученные материалы позволили дополнить геомеханическую модель гидроразрыва пласта и уточнить геометрию домена и емкость трещин гидроразрыва, созданных в глинах, глинистых алевролитах и песчаников нутовского горизонта миоцен-плиоцена.

В качестве основного эксплуатационного объекта (скв. ПБ-407) приняты пласты XIII-XIV, XVI-XVII, образующие зону 1, пласта XI (скв. ПБ-420-БС2), образующего зону 2. В качестве резервной зоны (4) приняты пласты I-IV,V-VI,VII-VIII. Выбор целевых пластов для закачки был одобрен экспертными комиссиями при предыдущих рассмотрениях материалов в ГКЗ по обоснованию полигона закачки на Пильтунском участке.

Экспертом рассмотрены представленные материалы в следующем составе:
том 1- геофизические разделы отчета, том 2 – табличные и текстовые приложения,
папка 1 – графические приложения.
В отчете слишком много внимания уделено повторению результатов геофизических исследований в открытом стволе при бурении поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407 (2008-2014 гг.), которые ранее представлялись на экспертизу в ГКЗ в 2012 и 2014 гг.

Целесообразность привлечения геофизических методов в процессе геолого-гидрогеологических исследований в поглощающих скважинах на Пильтунском участке определялась необходимостью решения следующих задач:
-литологическое расчленение разреза с выделением пластов-коллекторов и водоупоров,
-определение общей и эффективной толщин пластов,
-оценка фильтрационно-емкостных свойств (пористости и проницаемости),
-определение физико-механических свойств для построения геомеханической модели,
-оценка качества цементирования скважин и технического состояния обсадных колонн.

В период с 2014 по 2020 гг. авторами были проведены геофизические исследования по следующим направлениям: разработка новой петрофизической модели объекта и на этой основе уточнение значений коэффициента проницаемости пластов в зонах размещения буровых отходов, геомеханическое моделирование на основе уточненных значений геомеханических свойств по материалам кросс-дипольного акустического каротажа. В 2017

г. и в 2019 г. были проведены промыслово-геофизические исследования (ПГИ) по оценке технического состояния колонн НКТ, хвостовика и обсадной колонны по всей ее длине.

Геофизический раздел отчета включает текстовую часть, табличные, текстовые и графические приложения. Текстовая часть содержит сведения о комплексах геофизических исследований для изучения эксплуатационных скважин и поглощающих ПБ-420, ПБ-407, решаемых геологических задачах, методике интерпретации.

Комплекс примененных геофизических методов для открытого ствола, представленный в таблице 6.3 стр.104 т.1, включет широкий набор методов каротажа: электрический каротаж КС и БК, индукционный каротаж, метод ПС, радиоактивный каротаж ГК, ННК, ГГК-П, акустический каротаж в скв. ПБ-420 в интервале 699-1445 м, кавернометрию и инклинометрию. Перечень применявшихся методов соответствует технической инструкции на проведение ГИС и работ в нефтяных и газовых скважинах (Минтопэнерго РФ, 2001 г.). В отчете отсутствуют сведения необходимые, согласно «Технической инструкции», для непосредственной оценки качества геофизических материалов: наличие контрольных измерений, их объем, достигнутая точность. Поэтому оценка качества геофизических материалов отчета проводилась по представленным на графических приложениях ГП15-ГП17 диаграммах каротажа. Материалы ГИС можно оценить, как достоверные. Качество оформления материалов хорошее.

К сожалению керн в интервалах, планируемых для захоронения отходов бурения и других жидкостей не отбирался (за исключением пласта XVI-XVII). Литологическое описание изучаемого разреза выполнялось в основном по шламу. По материалам ГИС и описания шлама в скв. ПБ-420 и ПБ-407 была создана петрофизическая основа для проведения интерпретации, описанная в отчете 2014 г. В разделе 6.4.5 рассмотрены качественные и количественные признаки выделения коллекторов по диаграммам ГИС. Выделение проницаемых интервалов проводилось по стандартной методике комплексной интерпретации данных методов КС-БК, ПС, ГК, ННК, плотностного гамма-каротажа, кавернометрии. Использовался стандартный набор интерпретационных критериев: наличие глинистой корки, выделяемой по кавернограмме, отрицательные амплитуды на диаграмме ПС, расхождения в диаграммах ГГК-П и ННК, снижение значений удельного электрического сопротивления в водонасыщенных коллекторах и др. В скважине ПБ-420-БС2 вместо стандартного плотностного гамма-каротажа проведен плотностной нейтронный гамма-каротаж. Перечисленные качественные признаки изменения характера диаграмм ГИС обоснованы и соответствуют физико-геологическим основам каждого из рассмотренных методов.

Графические материалы, построенные по результатам геофизической интерпретации, содержат карты общих толщин 1-4 зон интервалов закачки (граф. прил.1-4), структурные карты кровли и подошвы пластов, входящих в состав основных (1-3) и резервной (4) зон закачки, результаты интерпретации данных ГИС по скважинам ПБ-420, ПБ-407 (граф. прил.15-17), материалы по оценке качества цементажа (рис. 6.10-6.19 стр.120-130 т.1). В качестве основы для межскважинной корреляции используются глинистые пласты, уверенно прослеживающиеся на диаграммах интегрального гамма-каротажа (рис.6.20).

Характеристика зон размещения буровых отходов представлена в таблицах 7.1,7.2 т.1.
В течение 2016-2018 гг. была разработана новая петрофизическая модель для основных поглощающих пластов с учетом детального литологического описания коллекторов по данным шлама и керна (пласт XVI-XVII) и материалов ГИС. Было выделено 32 вида литофаций, которые сгруппированы в 8 литологических групп (рис.6.4 стр.108, таблица 6.5 стр.109). Основными критериями выделения литотипов по керну и шламу являлось содержание песчаной фракции и структурно-текстурные особенности. Для выделения литотипов по диаграммам ГИС авторы использовали современное программное обеспечение «Techlog». Основные отличия разработанной петрофизической модели, по

сравнению с предыдущей, касающиеся определения проницаемости водонасыщенных пластов, заключаются в том, что она основана на литолого-фациальной модели. Предыдущая модель основывалась на предпосылке о том, что каждому пласту соответствует определенный тип коллектора. Использование взаимосвязей «керн-геофизика» Кпр-Кп по литотипам обеспечивает лучший прогноз проницаемости по сравнению с взаимосвязями Кпр-Кп по пластовому варианту. На это указывают материалы, приведенные на рис. 6.6 стр.110 т.1. Для подтверждения обоснованности применения новой методики определения проницаемости для пластов зон размещения буровых отходов проведено сопоставление значений Кпр вод. по ГИС с подвижностью флюида по данным каротажного пластоиспытателя в скв. ПБ-407. Следует однако отметить, несоответствие форм представления значений коэффициента проницаемости в материалах отчета: на геофизических планшетах (граф. прил. 15-17 п.1) приводятся значения Кпр абс. по газу, а в текстовом приложении 8 т.2 Кпр для водонасыщенных коллектоов.

Основные определения ФЕС для зон размещения буровых отходов остались практически без изменений в соответствии с материалами отчета 2014 г. Следует еще отметить, что расчет удельной песчанистости (раздел 6.4.1) выполнялся по величине естественной гамма-активности. Однако наличие в составе песчаников Пильтунского участка калиевых полевых шпатов, не позволяет достоверно оценивать этот параметр, но что указывают и авторы отчета. Для более надежного определения песчанистости следовало бы использовать данные селективного гамма-каротажа.

Оценка качества цементажа выполнялась на этапе строительства поглощающих скважин, материалы по которым представлены в разделах 6.4.7, 6.4.8 т.1 по данным акустической цементометрии с анализом ФКД и данным ультразвукового сканера коррозии и цементометрии. Полученные результаты на этапе строительства скважин изложены в тексте отчета (раздел 6.3.3). Приводится описание качества цементного камня по данным АКЦ и анализ цементной карты, записанной ультразвуковым цементомером. Замечаний к правильности определения качества цементирования нет. Гидравлическая изоляция заколонного пространства достигнута.

В отчете рассматриваются материалы по мониторингу технического состояния поглощающих скважин ПБ-407 и ПБ-420 и интервалов поглощения. Результаты промыслово-геофизических исследований в поглощающих скважинах, проведенных в период эксплуатации полигона рассмотрены в разделах 6.4.9, 6.4.10 т.1. Для этой цели в 2017 г. в скважине ПБ-407 проведены исследования с использованием многорычажного каверномера для определения толщины стенок колонны НКТ и ее износа, а также термометрии (высокоточной?) для выделения активных зон закачки. Значительного износа НКТ не обнаружено. Уменьшение внутреннего радиуса в среднем составляет 9%. К сожалению в отчете не проанализированы возможные погрешности измерений и достигнутая точность работ этим методом. В 2019 г. в скважине ПБ-420 были проведены исследования по оценке технического состояния колонны НКТ, хвостовика и обсадной колонны по всей ее длине. Использовался представительный комплекс ПГИ (в отличие от скважины ПБ-407), который включал электромагнитную дефектоскопию (МИД), спектральный акустический каротаж (шумометрию), высокочувствительную термометрию и расходометрию. По результатам проведённых работ признаков негерметичности НКТ не обнаружено. Основными задачами, решаемыми методами термометрии, расходометрии и шумометрии являлись определение активных зон закачки, разделения потоков по трещинам, наличие заколонных перетоков, а также индексация высоты развития трещины ГРП. Задачи исследования данным комплексом решены. Детальное распределение поглощающих интервалов представлено в таблице 6.12 т.1.

По результатам геофизических исследований на данной стадии функционирования полигона закачки на площади Пильтунского участка уточнены значения геолого-структурных параметров и проницаемости пластов-коллекторов, физико-механических свойств пород.

Промыслово-геофизические исследования в поглощающих скважинах в период их эксплуатации обеспечили достоверное изучение технического состояния колонн, пригодность их для дальнейшей эксплуатации, локализацию активных зон закачки буровых отходов и других жидкостей в пласты горных пород верхненутовского горизонта.

Эксперт ГКЗ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

ЗИНЧЕНКО ВЛАДИМИР СТЕПАНОВИЧ
ЗИНЧЕНКО ВЛАДИМИР СТЕПАНОВИЧ
дата:19.03.21 13:28
серт:2a0c4cc00f8abb38d4a48816f2f59a0e2
действителен с 14.07.20 по 14.07.21

В.С.Зинченко

Приложение №
к Протоколу Комиссии №

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по отчету «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов доменов.»

Отчет составлен и представлен на государственную экспертизу в ФБУ «ГКЗ» компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд».

Авторы: Р.М. Клищ и др.

1. Участок оцениваемого объекта (полигона размещения буровых отходов и технологических жидкостей) расположен на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в акватории Охотского моря у северо-восточной окраины острова Сахалин, в 90 км северо-западнее г. Охи.

Полигон эксплуатируется с 2008 года сначала на этапе опытно-промышленной (период 2008-2012гг.), а с 2012 года - промышленной эксплуатации. При этом для закачки пульпообразных буровых отходов и технологических жидкостей (в дальнейшем, все виды закачиваемых на полигоне растворов и взвесей будем называть для краткости промотходами) длительное время использовалась только одна поглощающая скважина ПБ-420. После ввода в эксплуатацию в феврале 2014 года скважины ПБ-407 используются обе указанные скважины. Геологическая информация об участке полигона представлена на государственную экспертизу в третий раз. Предыдущее представление состоялось в 2014 году. По итогам рассмотрения этой информации ГКЗ приняла решение о необходимости ограничить с 01.04.2014 года проектную величину суммарного объема закачиваемых в недра полигона промотходов величиной 700 тыс. м^3, а расчетный срок промышленной эксплуатации полигона - семью годами, при следующем регламенте этой эксплуатации:

-циклическая закачка отходов бурения и технологических стоков в режиме гидроразрыва пластов в две нагнетательные скважины (ПБ-420 и ПБ-407), в интервал разреза, соответствующий глубинам 950-1850 м;

-суммарный объем отходов бурения и технологических стоков на Пильтунском полигоне с начала его эксплуатации до 2021 года – 950 тыс. м^3 (в том числе 700 тыс. м^3 в период 01.04.2014 до 2021 г.), режим закачки прерывистый порциями объемом до 2,22 тыс. м^3, предельный темп закачки - 2,1 тыс. м^3/сут, максимальное давление нагнетания – 33,1 МПа;

-плотность пульпы – до 1,3 г/см^3.

Поскольку разрешенный семилетний срок промышленной эксплуатации полигона к настоящему времени почти закончился недропользователь («Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд») инициировал работы по обоснованию продолжения этой эксплуатации и составил техническое задание на их выполнение. Согласно заданию, проектный регламент эксплуатации следующий:

-циклическая закачка отходов бурения и других жидкостей в режиме гидроразрыва пластов в 2 поглощающие скважины (ПБ-420 и ПБ-407), в интервал разреза, соответствующий глубинам 950-1850 м;

-режим закачки - прерывистый порциями объемом до 1.0 тыс. $м^3$;

-предельный темп закачки – 0,92 тыс. $м^3$/сут;

-максимальное устьевое давление нагнетания - 33.1 Мпа;

-плотность пульпы – до 1,3 г/$см^3$.

Целью предусмотренных техническим заданием работ, согласно п. 3 техзадания, является уточнение объемов промотходов, которые предстоит разместить в недрах полигона, а также прогнозных размеров трещинных доменов для размещения этих отходов. Заметим, что относительно количества отходов, которое предстоит закачать в недра полигона за период 2014-2041 гг., у авторов, судя по всему, нет определенности. Так, согласно реферату, это количество составляет 1232,6 тыс. $м^3$, а согласно результатам авторских расчетов - 815,7 тыс. $м^3$ (стр. 179). Если последняя цифра верна, то с учетом уже закачанного по состоянию на 01.01.2021 г количества отходов (484,9172 тыс. $м^3$) с начала до конца расчетного периода эксплуатации полигона планируется закачать 1300,6 тыс. $м^3$ этих отходов (стр. 180). Указанный разнобой в величине одного из главных проектных показателей работы полигона авторам, несомненно, следует исключить и сообщить, какое на самом деле количество отходов, предстоит закачать в недра Пильтунского полигона? Кроме того, авторам следует пояснить, что значит указанное в техническом задании значение максимального устьевого давления нагнетания отходов в 33,1 МПа, если предохранительным клапаном давление этого нагнетания ограничено, как об этом сообщается на странице 192 книги 1 отчета, величиной 29,3 МПа?

Постановка и выполнение работ, результаты которых представлены в рассматриваемом отчете, являются обоснованными, поскольку разрешенный срок эксплуатации Пильтунского полигона заканчивается, а без продолжения этой эксплуатации Пильтун-Астохский нефтегазопромысел не может функционировать.

2. В основном отчетные материалы по составу и оформлению соответствуют требованиям ГКЗ.

3. Пильтун-Астохское НГКМ расположено в восточной субмаринной части Северо-Сахалинского артезианского бассейна. Геолого-гидрогеологическая изученность месторождения базируется на результатах бурения довольно большого количества поисково-разведочных и эксплуатационных на нефть скважин, сейсмических исследований, ГИС и опыте разработки месторождения.

Из пяти выделяемых в разрезе артезианского бассейна водоносных комплексов, на Пильтун-Астохском месторождении бурением изучены три. Они представлены терригенными породами неогенового (N_1-N_2) возраста. Первый от поверхности комплекс приурочен к верхней части верхненутовского подгоризонта (пласты L, M, N, O) и представлен толщей преимущественно песчаных отложений мощностью до 700 м, которая гидравлически связана с морскими водами, что подтверждается сходством химсостава и минерализации (до 35 г/л) этих вод с подземными водами комплекса. Второй комплекс состоит из переслаивающихся песчано-глинистых отложений мощностью до 1000 м нижней части верхненутовского подгоризонта (пласты с I по XVIII), вмещает слабонапорные подземные воды с меньшей минерализацией (от 3-10 до 20-27 г/л). Третий комплекс объединяет продуктивные на углеводороды пласты нижненутовского подгоризонта

(XIX_1-XXVII) и часть окобыкайского горизонта общей мощностью до 800-1300 м, представленные в основном глинистыми породами с относительно маломощными прослоями песчано-алевритовых отложений, вмещающих напорные подземные воды повышенной за счет более застойного, чем во втором комплексе режима водообмена минерализации (до 38,2 г/л).

Оцениваемый участок полигона размещения промотходов изучен по результатам исследований пробуренных на участке поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407 (каротажа, испытаний на приемистость в режиме гидроразрыва целевых пластов) и опыту их эксплуатации. Обеими скважинами полностью вскрыт верхненутовский подгоризонт и частично нижненутовский до XVIII пласта включительно.

Выбор целевых пластов для размещения в них промотходов нефтепромысла в режиме гидроразрыва (ГРП) сделан с учетом геологического строения участка Пильтунского полигона, состава, структуры и геомеханических свойств слагающих его пород. При этом приоритет при выборе отдан (что было одобрено экспертной комиссией ГКЗ еще при утверждении опытно-промышленной эксплуатации полигона) слабопроницаемым пластам пород (глинистые породы с прослоями песчаников и алевролитов), залегающим среди проницаемых песчаников, выполняющих роль барьеров ограничивающих распространение трещин по вертикали. Целевыми выбраны 4 интервала (Зоны) нутовского горизонта. Зона 4 планировалась для использования в качестве резервной а, остальные (зоны 1, 2, 3)– в качестве рабочих. В настоящее время первоначально выбранные границы указанных Зон несколько изменены в связи с изменениями интервалов перфорации скважин в ходе их эксплуатации и, согласно таблицам 7.1 и 7.2 первой книги отчета, включают снизу вверх следующие пласты: XIII-XIV и XVI-XVII (Зона 1), XI и XII (Зона 2), VII-VIII, IX и X (Зона 3), I-IV, V-VI, VII (Зона 4). В процессе эксплуатации скважины ПБ-420 вплоть до 2014 года для закачки отходов использовались только Зона 1 и Зона 4. Основной для размещения промотходов служила Зона 1. В дальнейшем, по словам авторов: «*после ввода в эксплуатацию скважины ПБ-407 и нового ствола скважины ПБ-420 (БС2), начиная с 1 квартала 2014г. и по настоящее время, закачка производится в пласты XIII-XIV, XVI-XVII (Зона 1) и XI (Зона 2) соответственно*» (стр. 165). Вместе с тем на странице 181 отчета сообщается, что: *«После ввода в эксплуатацию ПБ-420 БС2 закачка проводилась только в домен 2, а* на странице 150, что: «*...размещение отходов бурения и других жидкостей производится в интервал между Зоной 1 и Зоной 2, XIII-XIV пласты горных пород основной зоны закачки*». Учитывая вышеизложенные противоречия авторам назвать зоны, в которые на самом деле производится закачка отходов в настоящее время через обе скважины.

Как бы то ни было, по результатам выполненных исследований до начала эксплуатации Пильтунского полигона и в процессе этой эксплуатации изучены геологическое строение участка полигона, геомеханические параметры и ФЕС целевых и смежных с ними пластов, что послужило основой для создания достаточно реалистичной модели области размещения промотходов еще при первом обосновании промышленной эксплуатации Пильтунского полигона в 2012 году и успешной модификации этой модели в 2014 году. В настоящее время модель размещения отходов с учетом материалов, полученных в ходе эксплуатации полигона после 2014 года, в очередной раз уточнена. Таким образом, изученность оцениваемого участка можно признать достаточной для вывода о возможности

продолжения промышленной эксплуатации расположенного на нем полигона захоронения промотходов.

4. В отчете кратко рассмотрен опыт эксплуатации полигонов захоронения буровых отходов в мировой практике, а также у нас в стране и в рассматриваемом районе, т.е. на Сахалинском шельфе. В целом опыт свидетельствует о вполне успешном применении для захоронения пульпообразных буровых отходов и других технологических жидкостей метода гидроразрыва пластов (ГРП). Метод обеспечивает возможность закачки указанных видов отходов в трещины гидроразрыв (так называемые трещинные домены) в объемах сопоставимых или даже превышающих те, которые планируется захоранивать на оцениваемом Пильтунском полигоне.

Опыт работы последнего проанализирован довольно подробно. Рассмотрены не только опыт опытно-промышленной (ОПЭ) и промышленной эксплуатации (ПЭ) полигона, но также история, результаты строительства обеих поглощающих скважин (ПБ-420 и ПБ-407), технология и методы их исследований. Учитывая, что геологическая информация с результатами перечисленных исследований, проведенных на участке Пильтунского полигона до 2014 года, уже представлялась на государственную экспертизу и апробирована ГКЗ, вряд ли следует повторно оценивать эту информацию. Несомненно, более актуальной является оценка авторского анализа опыта эксплуатации полигона за период, прошедший после 2014 года.

Согласно отчетным материалам за весь период эксплуатации полигона с 2008 по 2021 год в его недра закачано с использованием технологиии ГРП 484917,2 $м^3$ промотходов (стр. 165 первой книги отчета). При этом следует отметить, что авторы сообщая о том сколько отходов закачано в тот или иной интервал разреза оцениваемого участка используют такие принятые ими наименования этих интервалов, как зоны и домены, что вносит некоторую путанницу и не способствует ясности в пониманиии того в какие пласты на самом деле закачиваются отходы (на что уже обращалось внимание). В связи с этим, авторам следует пояснить, какие номера доменов входят в ту или иную зону закачки отходов, в каких пластах конкретно уже сформированы эти домены и в каких предполагается их сформировать по мере необходимости в будущем по профилю каждой скважины?

Как бы то ни было, закачка отходов в обе скважины на этапе промышленной эксплуатации Пильтунского полигона происходила в штатном режиме, без нарушений утвержденного регламента этой эксплуатации. По результатам проведенных исследований техническое состояние скважин удовлетворительное, признаков негерметичности НКТ не обнаружено.

Судя по графикам на рис. 9.2 и 9.5, дебит закачки отходов в среднем составлял порядка 860 $м^3$/сут, при устьевом давлении, не превышающем для скважины ПБ-420 - 25,6 МПа, для скважины ПБ-407 - 27,6 МПа, что меньше допустимого давления закачки (которое составляет толи 29,3 МПа, согласно рис. 9.2, толи - 34.5 МПа, согласно тексту на стр. 192, толи 33,1 МПа, согласно техзаданию???). Вместе с тем, закачка отходов на этапе ПЭ полигона (после 2014 года) сопровождается заметным ростом пластового и устьевых давлений (рис. 9.2 9.5, 9.7, 9.8, 9.9, 9.11). Так, устьевое давление в обеих скважинах повысилось за период 2014-2021 годов примерно на 7-8 МПа, а пластовое – на 5,8 МПа, что естественно ограничивает время использования трещинных доменов 1 и 2 (или интервалов между ними?), в которые ныне осуществляется закачка отходов через обе поглощаюшие скважины. Вместе с

тем, в эти домены в настоящее время закачано, как уже указывалось, 484,9172 тыс. м^3 отходов, что составляет почти треть от всего их количества, которое по расчетам авторов необходимо закачать в недра полигона за весь период его эксплуатации с 2008 по 2041 гг. Учитывая это, и если ориентироваться на суммарную прогнозную емкость всех уже имеющихся и будущих доменов, на которую ориентируются авторы в своих прогнозах захоронения промотходов, то этой емкости будет вполне достаточно для размещения проектного объема этих отходов без превышения допустимого давления закачки (кстати, на наш взгляд, целесообрано принять его равным **29,3** МПа, т.е. не превышающим значения, ограниченного предохранительным клапаном). Другое дело, что прогнозная суммарная емкость имеющихся и будущих доменов авторами отчета надлежащим образом не обоснована. Аргументация этого будет приведена в разделе 7 настоящего экспертного заключения.

Как бы то ни было, опыт промышленной эксплуатации Пильтунского полигона подтверждает возможность ее продолжения, хотя не исключено что, если не будет представлено надежного обоснования прогнозной емкости доменов для размещения этих отходов, придется внести некоторые изменения в проектный регламент их закачки.

5. Методика исследований, выполненных на участке Пильтунского полигона в период до 2014 года, уже излагалась в предыдущем отчете и по мнению экспертной комиссии позволила получить (на что уже обращалось внимание выше) данные, необходимые для построения геомеханической модели участка закачки отходов и выполнения прогнозных расчетов этой закачки (протокол ГКЗ Роснедра №3829 от 10.09.2014 г.). В период после 2014 года новые тестовые или опытные закачки промотходов не проводились, поэтому дальнейшее усовершенствование модели выполнено на основе данных, полученных в ходе эксплуатации полигона после 2014 года. Оценка результатов этого моделирования будет дана в заключительном разделе настоящего экспертного заключения.

6. Кроме собственно отходов бурения, включающих шламовый раствор (шламовую пульпу), отработанные буровые растворы, незатвердевший цементный раствор и жидкости для заканчивания скважин, в недра Пильтунского полигона закачиваются дренажные стоки платформы (сточные воды), используемые для приготовления пульпы, а также различные технологические жидкости. Последние используются для очистки оборудования и трубопроводов системы закачки отходов, установленных на платформе, самого ствола скважины и призабойной зоны на глубине перфорации от твердых частиц, продавливания жидкостей в пласт, а также консервации скважин и приготовления бурового раствора на нефтяной основе. В принципе все перечисленные виды промотходов и промстоков, образующихся в ходе разработки Пилтунского участка Пильгун-Астохского нефтегазопромысла хорошо изучены и с учетом данных, представлявшихся в предыдущих отчетах с обоснованием их захоронения, не требуют дополнительной характеристики.

Следует отметить, что ранее в отчетах с информацией об участке Пильтунского полигона сообщалось о том, что в его недра закачивалась и попутная вода, однако ее совместимость с пластовыми водами проницаемых пластов зон закачки не была оценена, что признавалось экспетными комиссиями, осуществлявшими экспертиизу отчетных матерриалаов, недостатком последних. Справедливость этого подтвердилась на практике, поскольку, отсутствие указанной оценки совместимости пластовых и попутных вод не позволило заранее предвидеть

негативные последствия закачки последних. А между тем, как сообщают авторы на странице 200 опервой книги отчета: *«В результате проведённого анализа исторических данных закачек за 2014-2019гг. компанией АКРОС было отмечено, что попутная вода негативно влияет на приемистость поглощающих скважин из-за того, что данная жидкость в своём составе содержит УВ и при смешивании с пластовым флюидом склона к образованию вторичных эмульсий, которые значительно ограничивают фильтрацию жидкости в пласт. В связи с этим закачка попутной воды была приостановлена в ноябре 2019г...»*

Качество подземных вод водоносных пластов внутри целевых глинистых толщ и смежных с ними пластов на оцениваемом участке не изучалось и охарактеризовано по аналогии с продуктивными на нефть горизонтами, что не вполне отвечает требованиям предъявляемым к изученности участков полигонов. Однако поскольку этот недостаток по опыту эксплуатации полигона не слишком значителен, с ним можно смириться, тем более, что в условиях эксплуатации исключить его невозможно.

В итоге можно признать, что изученность качества подземных вод проницаемых пластов в составе целевых толщ и закачиваемых в них отходов достаточна для обоснования возможности продолжения промышелнной эксплуатации Пильтунского полигона.

7. Как в предыдущих отчетах, посвященных вопросу обоснования подземного захоронения промотходов на Пильтунском полигоне, так и в рассматриваемом отчете прогноз захоронения выполнен с помощью геомеханического моделирования трещинных доменов, образующихся за счет применения технологии ГРП. Нет необходимости доказывать, что на современном этапе знаний о возможностях захоронения отходов с помощью ГРП наиболее достоверный прогноз этого захоронения и геометрии трещинных доменов можно выполнить только с помощью моделирования. В связи с этим, нет оснований сомневаться в результатах моделирования, выполнявшегося для участка оцениваемого полигона в 2005, 2013 и 2019 годах различными вполне заслуживающими доверия компаниями. Самое «свежее» моделирование в 2019 году осуществлено компанией АКРОС. Кстати, при его выполнении, согласно тексту на странице 169: *«Максимальный смоделированный объем порции пульпы составлял 700 м^3»*, что не вполне отвечает требованиям техзадания, так как в нем предусмотрена закачка порций объемом до 1,0 тыс. м^3. Эту ситуацию авторам следует разъяснить, поскольку получается, что возможность закачки отходов в объеме 1,0 тыс. м^3, отчетными материалами не обоснована.

О результатах моделирования авторы на странице 164 книги 1 сообщают следующее: *«По результатам шестилетнего периода закачки отходов бурения и других жидкостей в обе скважины: ПБ-407 и ПБ-420, компанией АКРОС в 2019 году было выполнено моделирование на основе исторических данных для уточнения суммарных и остаточных объемов существующих доменов (№1 в ПБ-407 и №2 в ПБ-420)»*. Суммарная емкость всех прогнозных доменов с учетом уточненной в 2019 году емкости уже существующих доменов, составила по итогам моделирования 1534,8 тыс. м^3 (табл. 7.4), что заметно меньше той емкости, которую авторы приняли в качестве прогнозной (1787,3 тыс. м^3/сут) и предлагают называть *«...**технической ёмкостью доменов двух поглощающих скважин**, ПБ- 407 и ПБ- 420»* (стр. 164). Ничего не имея против предлагаемого названия этой емкости, заметим, что, как таковая, обоснованность ее размеров в отчете отсутствует. Сообщается только то,

что: *«Приблизительная оценка емкости доменов в этих интервалах, проведенная авторами данного отчета на основе экстраполяции результатов закачек и вызванного этим роста давлений, с учетом эффективной мощности, составляет: для интервала VIII-IX 145,3 тыс.м^3, для интервала X – 107,2 тыс.м^3, что добавляет 252,5 тыс.м^3 к емкости доменов по (SID 2013 /**Ошибка! Источник ссылки не найден.**/)...».* (стр. 163). Этим, собственно, и ограничено все обоснование размеров доменов в пластах *VIII-IX* и *X*. Кто же так представляет результаты достижения одной из основных целей, поставленных техническим заданием перед исполнителями работ, а именно: уточнения размеров доменов для размещения отходов??? Совершенно же очевидно, что для доказательства достоверности авторской оценки этих доменов необходимо представить построенные на основании фактических материалов графики, по которым экстраполировалось давление закачки, результаты этой экстраполяции и вообще охарактеризовать более подробно технологию оценки емкости указанных доменов. Если этого не будет сделано или результаты авторской оценки **технической емкости доменов** окажутся малопригодными для обоснования ее величины, то придется ограничить эту емкость 1534,8 тыс. м^3 в соответствии с тем, какой ее оценила компания АКРОС в 2019 году по результатам моделирования ГРП. При таком развитии событий, без проведения каких-либо дополнительных мероприятий (которые в рассматриваемом отчете не предусмотрены) нельзя будет утвердить возможность размещения через две имеющиеся на оцениваемом полигоне поглощающие скважины, все прогнозное количество промотходов, во всяком случае, то на возможность размещения которого претендуют авторы в заключительной части отчета, т.е. 1300,6 тыс. м^3, поскольку уже 484,9172 тыс м^3 суммарной прогнозной емкости доменов занято отходами и, следовательно, оставшаяся свободной емкость соствит только: 1534,8-484,9172=1049,9 тыс м^3.

Короче говоря, успех прохождения через ГКЗ рассматриваемого отчета по обоснованию продолжения промышленной эксплуатации Пильтунского полигона размещения промотходов с заявленным регламентом его эксплуатации будет зависеть в основном от того насколько убедительно авторы смогут обосновать возможность формирования суммарной емкости доменов по профилю двух поглощающих скважин, способной вместить в них все прогнозное количество образующихся при разработке Питльтунтского участка Пильтун-Астохского НГКМ промотходов. В противном случае вряд ли можно будет согласиться на возможность эксплуатации оцениваемого полигона с заявленным регламентом закачки отходов на базе двух поглощающих скважин. При этом независимо от того, как получится у авторов обосновать суммарную прогнозную емкость доменов в недрах оцениваемого полигона, следует подтверить, что в эти домены планируется закачать 1300,6 тыс. м^3 отходов, а не 1232,6 тыс. м^3, как это следует из реферата. Кроме того, следует ответить на все поставленные в настоящем экспертном заключении вопросы и разобраться с допустимым давлением закачки отходов. Несоменно, что это давление должно быть обоснованным и иметь конкретное единственное значение, а не несколько, как это имеет место в рассматриваемых отчетных материалах.

Эксперт ГКЗ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Логинов Александр Андреевич
Логинов Александр Андреевич
дата:03.06.21 17:04
серт:28b908f0098acee844cb6fae564a1fd32
действителен с 21.12.20 по 21.12.21

А.А. Логинов.

Приложение №
к Протоколу Комиссии №

Дополнение
к экспертному заключению по отчету: «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов доменов».

С учетом представленных дополнительных материалов к отчету считаю, что продолжение промышленной эксплуатации Пильтунского полигона размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения отчетными материалами обосновано в соответствии с заявленным регламентом работы указанного полигона, а именно:

- расчетный срок эксплуатации – 20 лет;
- суммарный объем размещения отходов производства (буровых отходов, попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, подлежащих размещению в пластах горных пород) - 1300,6 тыс. м^3 (в том числе размещенных до 01.01.2021 в объеме 484,9 тыс. м^3);
- режим закачки отходов – циклический, прерывистый порциями объемом до 1,0 тыс. м^3;
- предельный темп закачки – 2,1 тыс. м^3/сут тыс. м^3/сут;
- максимальное устьевое давление закачки – 33,1 МПа;
- плотность пульпы - до 1,3 г/см^3.

Эксперт ГКЗ

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Логинов Александр Андреевич
Логинов Александр Андреевич
дата:03.06.21 17:08
серт:28b908f0098acee844cb6fae564a1fd32
действителен с 21.12.20 по 21.12.21

А.А. Логинов

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ ПО ДАЛЬНЕВОСТОЧНОМУ ФЕДЕРАЛЬНОМУ ОКРУГУ
ОТДЕЛ ГЕОЛОГИИ И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ ПО САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ (САХАЛИННЕДРА)

УТВЕРЖДАЮ
Председатель ТКР
по Сахалинской области

_____В.К. Стрельцов

«20» 02 2015 г.

ПРОТОКОЛ ЗАСЕДАНИЯ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ КОМИССИИ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (ТКР по Сахалинской области)

г. Южно-Сахалинск

от 20 февраля 2015 г. **№ 02-15 пс**

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

Члены ТКР Сахалиннедра: Жукова Л.И. (зам. председателя), Жилякова Е.А. (секретарь), Мин Ю.Е., Назирова О.Н., Руденко Е.А., Рыжов М.Ю.
Приглашенные:
Ильин В.А. – ведущий специалист-эксперт Управления Росприроднадзора;
Астафьева Г.Р. – представитель недропользователя
ПОВЕСТКА ДНЯ:
Рассмотрение проектной документации «*Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения*», представленной компанией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд». по лицензии ШОМ 14118 ЗЭ.

Председательствовал: **Стрельцов В.К.**

1. «Сахалин Энерджи Ивестмент Компани Лтд.» (заявление от 26.124.2014 г. № 2014-OUT-Y-02-00252, вх. в Сахалиннедра № 1038 от 26.12.2014 г., СО-455) представлена на рассмотрение и согласование в ТКР по Сахалинской области проектная документация *«Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения»,* разработанное специалистами Компании в 2014 году на основании лицензии на право пользования недрами ШОМ 14118 ЗЭ, зарегистрированной 18 июня 2007 г.

К представленной проектной документации прилагаются:

1.1. Копия лицензии ШОМ 14118 ЗЭ от 18 июня 2007 г. на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, для опытно-промышленного и последующего промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке.

1.2. Копия горноотводного акта к лицензии на пользование недрами ШОМ № 14118 ЗЭ, внесен в реестр Сахалинского управления Ростехнадзора за №526, от 10 декабря 2012г.

1.3. Заключение государственной экологической экспертизы проектной документации «Групповой проект на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения с платформы ПА-Б» (№ 652 от 25.10.2013 г.).

1.4. Протокол Заседания ТКР по Сахалинской области № 22-14 пс от 07.06.2014 г. на проект «Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение технологических решений по результатам опытно-промышленных работ».

1.5. Протокол заседания ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 г. № 3829 государственной экспертизы материалов геолого-гидрогеологического обоснования промышленной эксплуатации полигона глубинного размещения отходов бурения и технологических стоков, образующихся при разработке Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения в Сахалинской области.

1.6. Отчет на бумажном носителе (1, 2 том) – 2 экз.

1.7. Электронная версия проектной документации – 2 экз.

2. ТКР Дальнедра ОТМЕЧАЕТ:

2.1 Компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» осуществляет промышленное размещение отходов бурения и других жидкостей Пильтунского участка через две поглощающие скважины ПБ-420 (с 2008 г.), ПБ-407 (с 2014 г.), пробуренные на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении с морской платформы (ПА-Б).

Размещение буровых отходов и попутных вод на Пильтунском участке осуществляется в соответствии с лицензией ШОМ 14118 ЗЭ от 18.06.2007 г. со сроком действия до 2021 года на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Настоящее ««Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения (далее по тексту Дополнение к Техническому проекту) представлено в соответствии с п. 4.4. лицензионного соглашения лицензии ШОМ 14118 ЗЭ в связи изменением технологических решений и объемов отходов бурения и промышленных стоков.

Строительство поглощающей скважины ПБ-420 на Пильтунском участке осуществлялось в соответствии с утвержденной проектной документацией – «Групповой проект на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения с платформы ПА-Б», прошедшей государственную экспертизу промышленной безопасности (экспертное заключение № 7/1033.2005). Для повышения надежности и снижения рисков прихвата бурильных труб при строительстве скважины ПБ-420, в 2007 году было разработано дополнение к Групповому проекту «Оптимизация технических условий с целью повышения их надежности и снижения риска при проведении буровых работ», на которое было получено положительное заключение экспертизы промышленной безопасности, экспертное заключение № 7/1244.2007 от 12.11.2007 г., и утверждено Ростехнадзором РФ, регистрационный номер 11-ПД-1581-2007 (письмо 11-18/4828 от 15.11.2007 г.).

Начиная с августа 2012 г., размещение отходов бурения и других жидкостей в поглощающую скважину ПБ-420 на участке Пильтунский осуществлялось в режиме промышленной эксплуатации.

Переход на промышленный этап размещения отходов бурения послужил основанием для оформления в 2012 году Горноотводного акта. Горноотводный акт № 526 выдан к лицензии на пользование недрами ШОМ 14118 ЗЭ Управлением Ростехнадзора по Сахалинской области 10 декабря 2012 года. Срок действия Горноотводного акта соответствует сроку действия лицензии на право пользования недрами (Лицензия ШОМ № 10409 НР выдана 20 мая 1996 г. Комитетом Российской Федерации по геологии и использованию недр и Администрацией Сахалинской области, со сроком действия до 2021 г.).

В соответствии с условиями лицензионного соглашения в 2013 году был разработан и утвержден в установленном порядке проект «Дополнение к Техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение технологических решений по результатам опытно-промышленных работ», который является действующим на рассмотрения представленного проекта. На проект, в составе «Группового проекта на строительство скважин на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения с платформы ПА-Б», получено положительное заключение Государственной Экологической экспертизы (Приказ № 652 от 25.10.2013 г. Федеральной службы по надзору в сфере природопользования). Срок действия заключения до 31.12.2040 г. Проект рассмотрен на Заседании ТКР по Сахалинской области (Протокол № 22-14 пс от 07.06.2014 г.).

Результаты выполненного эксплуатационного бурения, анализа промысловой информации и исследований скважин в 2011-2013 гг. позволили получить новые данные о геологическом строении Пильтунского участка и продуктивности его пластов. На основании новых данных были внесены изменения в конструкции скважин неразбуренного фонда, программы выполнения работ по подземным, капитальным ремонтам (реконструкциям) существующего и проектного фонда скважин, что привело к существенной переоценке объема образования отходов бурения и технологических стоков в сторону увеличения.

Кроме того, задержка ввода в эксплуатацию узла подготовки попутной воды до 4 квартала 2016 г. продиктовала необходимость ее временного размещения в смеси с отходами бурения, сточными водами и другими жидкостями, образующимися на платформе. Прогнозные показатели образования отходов бурения, технологических стоков составили оценочно 1626 тыс. $м^3$, что превышает утверждённый ранее суммарный объём - 353 тыс. $м^3$.

В связи с ограниченными техническими возможностями поглощающей скважины ПБ-420, с целью размещения дополнительных объемов отходов, была пробурена новая поглощающая скважина ПБ-407. Скважина пробурена в сходных геологических условиях, в пределах отведенного горного отвода. В феврале – марте 2014 г. осуществлялась пробная закачка, результаты которой подтвердили возможность использования скв. ПБ-407 для размещения буровых отходов и других технологических жидкостей.

В 2014 г. с целью обоснования возможности размещения уточненных объемов в две скважины (ПБ-420 и ПБ-407), был выполнен геологический отчет: «Геологическое доизучение объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов размещения буровых отходов и других жидкостей». Согласованный к размещению суммарный объём отходов составил 950 тыс. $м^3$, включая уже закачанный (Протокол ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 г. № 3829).

В соответствии с лицензионными условиями (Лицензия ШОМ № 14118 ЗЭ, п.4.4.), после согласования новых разрешенных объемов размещения буровых отходов, в 2014 году с целью уточнения технологических решений по размещению отходов на Пильтунском участке Компанией выполнено настоящее Дополнение к Техническому проекту.

2.2. В *Дополнении к техническому проекту* приняты следующие **параметры для проектирования системы нагнетания:**

- циклическая закачка отходов бурения и технологических стоков в режиме гидроразрыва пластов в 2 поглощающие скважины (ПБ-420 и ПБ-407), в интервал разреза, соответствующий глубинам с абсолютными отметками 950-1850 м;
- суммарный разрешенный объем отходов бурения и технологических стоков на прогнозный период до 2021 года – 950 тыс. $м^3$, режим закачки прерывистый порциями объемом до 2,22 тыс. $м^3$, предельный темп закачки – 2,1 тыс. $м^3$/сут, максимальное устьевое давление нагнетания – 33,1 МПа;
- плотность пульпы – до 1,3 г/$см^3$.
- расчетный срок эксплуатации полигона – 7 (семь) лет.

2.3. Для закачки буровых отходов выделена нерасчлененная толща преимущественно глинисто-алевритовых пород и песчано-алевритовые пласты (сверху вниз) L, M, N, O, I–IV, V–VI, VII-VIII, IX, X, XI, XII, XIII–XIV, XVI–XVII, XVIII. Вмещающие породы внутри лицензионного интервала закачки на Пильтунском участке сложены перемежающимися песчаниками, алевролитами и глинами небольшой толщины, которые классифицируются как слоистый стратиграфический разрез песчаных и глинистых интервалов.

Для обеспечения технологической и экологической безопасности процесса обратной закачки в пласт предварительно подготовленных жидкостей и бурового шлама предусматриваются следующие меры:

- закачка бурового шлама и других жидкостей производится всегда при давлении, превышающем давление гидроразрыва, а нагнетательные насосы обеспечивают давление на выходе выше расчетного для гидроразрыва с учетом потерь на трение в трубопроводах;
- устьевое оборудование подобрано с расчётом создания на устье скважины максимально допустимого рабочего давления нагнетания – 33,1 МПа.

Проведенный анализ в геологическом отчете размещения отходов бурения и технологических жидкостей в существующих «доменах» через поглощающие скважины ПБ-420 и ПБ-407 показал, что образуемые при размещении отходов бурения трещины не достигают разрывных нарушений или траекторий близлежащих добывающих и водонагнетательных скважин и не выходят за границы лицензионного участка.

2.4. Промышленные буровые отходы Пильтунского участка образуются в процессе строительства, заканчивания, испытания эксплуатационных добывающих и нагнетательных скважин, строительства пилотных и боковых стволов скважин, выполнения операций по подземному и капитальному ремонту скважин.

Дополнением к технологической схеме разработки Пильтунского участка 2014 г. (согласование в ЦКР Роснедра состоялось 17 декабря 2014 г.) предусмотрено расширение программы бурения за счет строительства протяженных горизонтальных нагнетательных скважин барьерного ряда, а также зарезок боковых стволов с целью интенсификации выработки запасов углеводородов.

В настоящем проекте произведено уточнение общего объема отходов, подлежащих закачке в специальные поглощающие скважины за проектный период освоения Пильтунского участка до 2045 года. Объем подлежащих размещению отходов бурения и сопутствующих жидкостей, рассчитанный на основе плановых траекторий скважин ПБ-420 и ПБ-407 и фактического среднего выхода подлежащих размещению объемов отходов на метр проходки, включая 10% запаса для размещения непредвиденных объемов отходов бурения и других жидкостей, составляет 981,8 тыс. $м^3$. С учетом ожидаемой добычи попутной воды (377 тыс.$м^3$ на период до 2016 года) и уже размещенного объема в 267,539 тыс.$м^3$ на момент составления проекта, потребность в объемах к размещению составляет 1626 тыс.$м^3$ на период до 2045 г.

Разрешенный объем закачки буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты составляет 950 тыс. $м^3$, в течение 7 лет, включая уже закачанный (Протокол ГКЗ Роснедра от 10.09.2014 г. № 3829). Дальнейшее продление разрешенной закачки и увеличение объемов предполагается после выпуска и согласования в ГКЗ Роснедра

обновленного Геологического Отчета о размещении буровых отходов и других жидкостей по результатам эксплуатации и исследований.

2.5. Дополнением к Техническому проекту предусмотрены мониторинговые наблюдения за процессом закачки и состоянием полигона, созданного для размещения отходов бурения и попутных вод. Результаты данных мониторинга позволяют осуществлять контроль за процессами закачки, нештатными ситуациями, развитием областей размещения отходов бурения и попутных вод, своевременно планировать и проводить мероприятия по увеличению приемистости скважины.

2.6. Представленные материалы соответствуют разделу IV «Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 3 марта 2010 г. № 118 и соответствующей разделам II и III «Требований к структуре и оформлению проектной документации на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых», утвержденных Приказом Минприроды РФ от 27 октября 2010 г. № 464.

На основании вышеизложенного, предлагается *«Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения»* ***согласовать.***

РЕШЕНИЕ ТКР по Сахалинской области:

1. Согласовать проектную документацию *Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения».*

2. Рекомендовать недропользователю (Компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»): при изменении условий размещения в пластах горных пород отходов бурения и попутных вод Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения и иных условий технологического регламента провести своевременную корректировку проектной документации и ее согласование в установленном порядке.

Наименование недропользователя: компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.
Юридический адрес: 693020 г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, 35.
ИНН: 6500010551
Объект недропользования: Пильтунский участок Пильтун-Астохского месторождения
Реквизиты лицензии: Лицензия ШОМ 14118 ЗЭ от 18 июня 2007 г.
Вид полезного ископаемого: строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых

Секретарь заседания Ю.Е. Мин

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

Г.Н.Гафаров
«__» декабря 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работы по теме:

«Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения»

Основанием для выполнения работы является п. 3.2 Протокола ГКЗ Роснедра от 04.06.2021 г. № 6682: «Рекомендовать недропользователю скорректировать технический проект объекта размещения отходов Пильтунского участка для размещения в пластах горных пород отходов производства (буровых отходов), попутных вод и вод, использованных для собственных производственных и технологических нужд, и согласовать его в установленном порядке».

Собственные средства Компании.

Обновить Дополнение к техническому проекту в соответствии с Геологическим доизучением объекта промышленного размещения буровых отходов и других жидкостей в глубокие горизонты недр Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. Уточнение объемов доменов (Протокол ГКЗ Роснедра от 04.06.2021г. № 6682).

4. Пространственные границы объекта

4.1 Месторождение: Пильтун-Астохское (Пильтунский участок)

4.2. Географические координаты угловых точек объекта изучения:

Номера точек	Северная широта			Восточная долгота		
	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды
1	53	00	00	143	26	00,01
2	53	00	00	143	34	00,01

3	53	00	00	143	42	30,01
4	52	58	36,28	143	42	31,84
5	52	50	00	143	28	18,01

4. Научные, технические, экономические и другие требования к научно-технической работе

4.1.Нормативно-правовая база

«Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Пильтунском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения» (далее - Доплнение к техпроекту) должен быть разработан с учетом требований: ФЗ «О недрах», «Об охране окружающей среды», «Об отходах производства и потребления», «О промышленной безопасности». Приказ Минприроды России от 13.05.2010 N 154 (ред. от 18.09.2020), постановлением Правительства РФ № 118 от 3 марта 2010 г. (ред. от 12.11.2020). Общие требования к содержанию и оформлению представлены в Приказе Минприроды РФ от 27.10.2010 N 464.

4.2.Структура и основные положения отчета

В Дополнении к техпроекту должна быть отражена следующая информация:
Титульный лист.

Список исполнителей.

Содержание.

Список таблиц.

Список рисунков.

Список табличных приложений.

Список графических приложений.

ВВЕДЕНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ И УЧАСТКЕ НЕДР

1.1. Административное и географическое положение региона

1.2. Природно-климатические условия района расположения участка недр

1.3. Проявления сейсмической активности

1.4. Экономические условия, транспорт, водоснабжение, энергоснабжение

1.5. Общие сведения о проекте «Сахалин-2» и освоению Пильтунского участка

1.6. Условия недропользования

2. КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР

2.1. Структурно-тектоническое положение

2.2. Стратиграфия и литология

2.3. Гидрогеологическая характеристика района расположения участка

2.3.1. Гидрогеологические условия

2.3.2. Гидрогеологические исследования

2.3.3. Гидрогеологическое районирование

2.3.4. Анализ пластовых вод

2.3.5. Обоснование перспективного водоносного комплекса (пласта-коллектора) как объекта размещения отходов в геологическом разрезе участка недр и предварительной природной гидрогеологической модели

3. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ (ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ) КАК ОБЪЕКТОВ РАЗМЕЩЕНИЯ/ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ УЧАСТКА НЕДР

3.1. Концепция размещения отходов бурения в глубокие пласты

3.2. Опыт подземного размещения буровых отходов

3.2.1. Мировая практика удаления отходов бурения

3.2.2. Удаление отходов бурения в Российской Федерации

4. ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОГЛОЩАЮЩЕГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА

4.1. Литологический состав, фильтрационные и емкостные свойства поглощающего пласта-коллектора, характеристика непроницаемых отложени

7.1.2. Расчётная геометрия трещин ПБ-407 и ёмкость доменов

7.2. Результаты прогнозных расчётов развития трещин гидроразрыва и техническая ёмкость доменов

7.3. Оценка влияния закачки попутной воды

7.4. Уточнение объёмов буровых отходов, подлежащих размещению

7.5. Результаты размещения отходов бурения и других жидкостей

8. КОНСТРУКЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН И ИХ ПОДЗЕМНОГО И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

8.1. Проектирование скважины для закачки буровых отходов и других жидкостей

8.1.1. История проектных работ

8.2. Строительство специальных поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407

8.2.1. Фактическая конструкция

8.2.2. Профиль специальных поглощающих скважин ПБ-420 и ПБ-407

8.3. Освоение скважины ПБ-420

8.3.1. Зоны размещения отходов бурения и других жидкостей

8.3.2. Перфорация скважины

8.3.3. Заканчивание скважины

8.4. Освоение скважины ПБ-407

8.4.1. Зоны размещения отходов бурения и других жидкостей

8.4.2. Перфорация скважины

8.4.3. Заканчивание скважины

9. ТЕХНОЛОГИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ

9.1. Насосное и иное оборудование для закачки отходов бурения и других жидкостей

9.2. Процесс подготовки и закачки отходов

10. СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ И ИХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПОГЛОЩАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

10.1. Отходы бурения

10.1.1. Пульпа бурового шлама

10.1.2. Отработанные буровые растворы на нефтяной и водной основах

10.1.3. Незатвердевший цементный раствор

10.2. Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд

10.2.1. Растворы для заканчивания скважин

10.2.2. Дренажные стоки платформы (сточные воды)

10.2.3. Попутная вода

10.2.4. Технологические жидкости, используемые в процессе закачек

11. АППАРАТУРА И ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДОВ И ОБЪЁМОВ ОТХОДОВ

11.1. Учёт закачиваемых отходов – расходы и объёмы закачек

11.2. Определение реологических характеристик

12. ПРОГРАММА ОРГАНИЗАЦИИ И ВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНОГО СООРУЖЕНИЯ

12.1. Цели и задачи мониторинга недр в процессе эксплуатации поглощающих скважин

12.2. Мероприятия по мониторингу

12.3. Контроль процесса закачки буровых отходов в глубокие горизонты недр

12.4. Программа суточного мониторинга

12.5. Ежегодный анализ мероприятий по мониторингу

12.6. Сейсмический / геодинамический мониторинг

13. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ОХРАНЕ НЕДР, И БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ РАБОТ, СВЯЗАННЫХ С ПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕДРАМИ

14. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОЛЬЗОВАНИИ НЕДРАМИ

14.1. Оценка состояния окружающей среды

14.1.1. Гидрохимическая характеристика морской воды

14.1.2. Нефтепродукты

14.1.3. Фенол

14.1.4. Анионные синтетические поверхностно-активные вещества (АСПАВ)

14.1.5. Фитопланктон

14.1.6. Зоопланктон

14.2. Виды и источники воздействия на окружающую среду и оценка последствий их воздействия при строительстве и эксплуатации подземного сооружения

14.3. Мероприятия по охране подземных вод

14.4. Мероприятия по охране морских вод

14.5. Мероприятия по охране морских биоресурсов

14.6. Мероприятия по охране атмосферного воздуха

14.7. Мероприятия по снижению влияния образующихся отходов

15. СРОКИ И УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ПО КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН, ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ, НАЗЕМНЫХ ОБЪЕКТОВ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Табличные приложения.
Графические приложения.
Текстовые приложения.
Техническое задание.

4.3.Основные технологические параметры размещения отходов бурения и других жидкостей

В основе технологии размещения отходов бурения и других жидкостей через поглощающие скважины заложены следующие технологические принципы:

- Циклическая закачка отходов бурения и других жидкостей в режиме гидроразрыва пластов в 2 поглощающие скважины (ПБ-420 и ПБ-407), в интервал разреза, соответствующий глубинам 950-1850 м;
- Режим закачки циклический прерывистыми порциями объемом до 1,0 тыс.м^3;
- Предельный темп закачки – 2,1 тыс.м^3/сут;
- Максимальное устьевое давление нагнетания -33,1 МПа;
- Плотность пульпы – до 1,3 г/м^3.

4.4.Состав отходов бурения и других жидкостей

Отходы бурения и других жидкостей включают:

- Отходы бурения:
  - пульпа бурового шлама;
  - отработанные буровые растворы на нефтяной и водной основах;
  - незатвердевший цементный раствор;
  - углеводородная основа бурового раствора.
- Попутные воды и воды, использованные для собственных производственных и технологических нужд:
  - растворы для заканчивания скважин;
  - жидкости освоения скважины;
  - дренажные стоки платформы (сточные воды);
  - попутная вода в ограниченных объемах;
  - высоковязкая буферная жидкость (морская вода с загустителем для разделения различных закачиваемых жидкостей);
  - продавочная жидкость (обработанная морская вода для продавливания жидкостей в пласт);
  - эмульсионные жидкости (для консервации скважин/призабойной зоны).

4.5. Срок эксплуатации полигона размещения:

Срок эксплуатации полигона размещения: **до конца 2041 г.**

5. Сроки выполнения работы

Начало работы	- 01.03.2021 г.;
Окончание подготовки отчета	- 31.10.2021 г.;
Проверка отчета	- 01.11.2021 – 30.11.2021 г.;
Отправка отчета в Сахалиннедра на согласование	- 01.12.2021 г.

6. Перечень и комплектность результатов НИР, подлежащих приемке Заказчиком

В результате выполненной работы будет подготовлен итоговый научно-технический

отчет в 2-х экземплярах в распечатанном виде и на электронном носителе.

7. Способ реализации результатов работ

Результаты работы реализуются на втором этапе (промышленное размещение буровых отходов и других жидкостей) пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых на основании лицензии ШОМ 14118 ЗЭ на право пользования недрами с целью строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Исполнитель принимает участие в предоставлении отчета на согласование в Отдел геологии и лицензирования Департамента по недропользованию по Дальневосточному федеральному округу по Сахалинской области (Сахалиннедра), далее направляет отчет для прохождения Государственной экологической экспертизы в Федеральную службу по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) и участвует в доработке отчета по требованиям экспертов.

От заказчика

Начальник Департамента освоения нефтяных и газовых месторождений проекта «Сахалин-2»

_____ Г. Джасперс

От Исполнителя

Начальник управления разработки Пильтунского участка

_____ М.Ямбаев