

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на строительство поисковой скважины №2П
Среднененский ЛУ.
(ожидаемая альтитуда ротора~438 м)
Проектные координаты:

Gauss-Kruger 19 Zone on Pulkovo 1942		Pulkovo 1942		WGS 1984	
20160071,1	6811146,0	123°11'34,05"	60°51'19,2168"	123°11'37,4496"	60°51'20,9664"

1. Лицензионный участок: Среднененский

2. Номер скважины: 2П

3. Проектная глубина: 960 м.

4. Проектный горизонт: Осинский (Є₁bl₂) + Юряхский I (V-Є₁jurh₂) + Юряхский II (V-Є₁jurh₁) + Телгеспитский (Vbk) + Ботубинский (Vbk) + Бысахтахский (Vsr1)

5. Ожидаемый литолого-стратиграфический разрез скважины:

Стратиграфическое подразделение (свита)	Верт. глубина залегания, м	Литологическая характеристика
1	2	3
Олекминская (Є ₁ ol)	0-40 (40)	Доломиты глинистые
Толбачанская (Є ₁ tb)	40-275 (235)	Чередование каменной соли с доломитами.
Эльгянская (Є ₁ el)	275-325 (50)	Доломиты и известняки серые, битуминозные, плотные, с редкими прослоями глинистых доломитов и реже аргиллитов.
Нелбинская (Є ₁ nl)	325-375 (50)	Доломиты плотные, с редкими прослоями глинистых доломитов с включениями ангидритов.
Юрегинская (Є ₁ jug)	375-495 (120)	Переслаивание мощных пластов каменной соли с доломитами, мергелями, аргиллитами и ангидритами.
Верхнебилирская (Є ₁ bl ₂)	495-565 (70)	Известняки и доломиты, кавернозные, трещиноватые, битуминозные, в верхней части глинистые, газо-, нефте-, водонасыщенные.
Нижнебилирская (Є ₁ bl ₁)	565-600 (35)	Доломиты кавернозные, трещиноватые, неравномерно глинистые, иногда ангидритизированные, с прослоями аргиллитов.
Верхнеюряхская (V-Є ₁ jurh ₂)	600-635 (35)	Доломиты и известняки с прослоями аргиллитов и мергелей.
Нижнеюряхская (V-Є ₁ jurh ₁)	635-660 (25)	Известняки и доломиты неравномерно глинистые.
Кудулахская (Vkd)	660-754 (94)	Доломиты с прослоями известняков, мергелей и аргиллитов.
Успунская (Vusp)	754-818 (64)	Доломиты ангидритизированные с прослоями аргиллитов.
Бюкская (Vbk)	818-918 (100)	Доломиты ангидритизированные с прослоями чистых ангидритов, аргиллитов и редко доломитистых известняков.

Сералахская (Vsrl)	918-951 (33)	Кварцевые и полевошпатовые песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями карбонатов
Верхний архей – нижний протерозой (AR-PR)	951-960 (9)	Породы кристаллического фундамента

**Координаты скважины и проектный разрез могут быть уточнены или скорректированы в границах данного ЛУ, не позднее, чем за год до начала бурения скважины.*

7. Особенности проводки скважин:

- Интенсивное кавернообразование в интервале залегания солей (юрегинская, толбачанская свиты).
- Поглощения бурового раствора при бурении песчаников сералахской свиты.
- Поисковая скважина. Возможны осложнения в виде поглощений, газонефтеводопроявлений, осыпей, обвалов, кавернообразования и т.д. в процессе **всего цикла строительства скважины.**

8. Газоперспективные интервалы:

Свита	Пласт	Верг. глубина залегания, м	Тип коллектора	Потенциальный дебит нефти, м ³ /сут	Потенциальный дебит газа, тыс. м ³ /сут
Верхнебилярская C ₁ bl ₂	Осинский	495-565	Порово-кавернозно-трещиноватый		
Верхнеюряхская V-C _{1j} jurh ₂	Юряхский I	600-635	Порово-кавернозно-трещиноватый		
Нижнеюряхская V-C _{1j} jurh ₁	Юряхский II	635-660	Порово-кавернозно-трещиноватый		
Кудулахская Vkd	Кудулахский	660-754	Порово-кавернозно-трещиноватый		
Успунская Vusp	Успунский	754-818	Порово-кавернозно-трещиноватый		
Бюкская Vbk	Телгеспитский	858-898	Порово-кавернозно-трещиноватый		
Бюкская Vbk	Ботуобинский	898-918	Порово-кавернозно-трещиноватый		
Сералахская Vsr	Бысахтахский	918-951	Поровый		

9. Термодинамические параметры по разрезу:

Глубина, м	Градиент пластового давления, Мпа/м	Температура в конце интервала, С
0-40	0.0098	
40-275	0.0098	
275-325	0.0098	
325-375	0.0098	
375-495	0.0098	
495-565	0.0098	
565-600	0.0098	
600-635	0.0098	
635-660	0.0098	
660-754	0.0098	
754-818	0.0098	
818-858	0.0098	
858-898	0.0077	
898-918	0.0077	

918-951	0.0121	
951-960	0,0098	

10. Конструкция скважины:

Направление 426 мм, глубина спуска – 40 м, высота подъема цемента – устье;

Кондуктор 324 мм, глубина спуска – 200 м, высота подъема цемента – устье;

Техническая колонна 244,5 мм, глубина спуска – 918 м, высота подъема цемента – устье;

Эксплуатационная колонна 178 мм, глубина спуска – 960 м, высота подъема цемента – устье.

* Глубина спуска уточняется на стадии проектирования.

**Конструкция скважины может быть уточнена или скорректирована по результатам появления новой геологической информации в ходе ведения ГРП на данном или других ЛУ, не позднее, чем за год до начала бурения скважины.*

11. Интервалы отбора керна:

№ п/п	Интервал отбора керна, м	Проходка с отбором керна, м	Возраст отложений	
			Свита	Пласт
1	495-565	70	Верхнебилярская C_1bl_2	Осинский
2	600-635	35	Верхнеюряхская $V-C_1jurh_2$	Юряхский I
3	635-660	25	Нижнеюряхская $V-C_1jurh_1$	Юряхский II
4	700-754	54	Кудулахская Vkd	Кудулахский
5	795-818	23	Успунская $Vusp$	Успунский
6	858-898	40	Бюкская Vbk	Телгеспитский
7	898-918	20	Бюкская Vbk	Ботубинский
8	918-951	33	Сералахская Vsr	Бысахтахский
Всего:		300		

Диаметр керна min –100 мм.

Проходка с отбором керна – 300 м.

Интервалы отбора керна корректируются в процессе бурения по данным промежуточных ГИС.

При наличии признаков нефтегазоносности в керне прекращение отбора керна не допускается.

**Объёмы могут быть уточнены или скорректированы по результатам появления новой геологической информации в ходе ведения ГРП на данном или других ЛУ, не позднее, чем за год до начала бурения скважины.*

12. Интервалы испытания:

а) в процессе бурения:

Испытание в процессе бурения проводится после каротажа в открытом стволе под техническую колонну и под эксплуатационный хвостовик по двухпакерной технологии (ГДК, ОПК) с прокачкой пластового флюида с определением в процессе прокачки состава притока, физико-химических свойств пластового флюида, гидродинамических характеристик объекта и отбором проб пластовых флюидов, а так же испытание пластов на трубах (КИИ-146 или аналог) в процессе бурения.

Стратиграфический горизонт (пласт)	Интервал опробования	Тип разреза	Кол-во точек на мобильность	Кол-во точек с прокачкой	Кол-во точек с отбором проб
верхнебилярская	495-565	карбонатный	10	-	-
верхнеюряхская-успунская	600-818	карбонатный	10	-	-
бюкская (телгеспитский)	858-898	карбонатный	10	-	-
бюкская (ботубинский)	898-918	терригенный	10	-	-
сералахская	918-951	терригенный	10	-	-

б) в эксплуатационной колонне с бурового станка/станка КРС:

Номер объекта	Интервалы объектов испытания	Геологический Возраст (пласт)	Ожидаемый вид флюида
1	495-565	Осинский	Газ
2	600-635	Юряхский I	Газ
3	635-660	Юряхский II	Газ
4	858-898	Телгеспитский	Газ
5	898-918	Ботуобинский	Газ
6	918-951	Бысахтахский	Газ

* По результатам бурения скважины количество объектов для испытания в колонне может быть изменено в большую сторону.

** Общая продолжительность испытания объектов в колонне скважины № 2П составляет – **90 суток**.

Испытание объектов производится с бурового станка/подъемного агрегата (КРС) силами бригады бурения/освоения.

Интервалы и объекты испытания в колонне корректируются по данным комплекса ГИС и ИП в открытом стволе. Результатом испытания объекта должна быть достоверная информация о добычных возможностях объекта, фильтрационно-емкостных параметрах и гидродинамических характеристиках продуктивных пластов, физических свойствах и компонентном составе продукции скважины.

Комплекс работ по испытанию каждого объекта должен включать в себя следующие операции:

- Перфорация – тип перфоратора КПО-102, заряды ГП – на кабеле, при интервале перфорации более 20м – на трубах. Плотность перфорации 16 - 20 отв/м (количество зарядов рассчитывается согласно интервалам испытания в эксплуатационной колонне).

- Интенсификация притока – ОПЗ с закачкой реагента в каждый объект исходя из расчета 1,5 м³ хим.реагента на 1м эффективной толщины пласта*. Обработка призабойной зоны пласта производится с целью очистки порового пространства от колюматрирующих материалов, фильтрата бурового раствора и механических примесей. При обработке используются химические реагенты, имеющие сертификат соответствия и входящие в отраслевой реестр «Перечень химпродуктов, согласованных и допущенных к применению в нефтяной отрасли».

- Вызов притока* осуществляется методом свабиrowания. Оборудование и персонал для операции свабиrowания лежит в зоне ответственности подрядчика по ГИС и в обязательства подрядчика по бурению не входит.

* **Возможны работы с помощью инжекторного насоса УГИС или струйного насоса типа УЭОС. Конструктивно УГИС (УЭОС) должен иметь диаметр проходного канала, позволяющий производить через него спуск геофизического комплексного скважинного прибора для записи профиля и состава притока на различных режимах при одновременно созданной депрессии на пласт до получения стабильного притока и состава флюида.**

- При выходе объекта на фонтанирующий режим - исследования проводятся на установившихся режимах (не менее 4-х на прямом и обратном ходе). Продолжительность работы на каждом установившемся режиме должно быть в 1,5-2раза больше времени выхода на режим, но не менее 8 часов. Объем отбора может быть изменен по согласованию с геологической службой ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

- При не фонтанирующем режиме - исследования проводятся с использованием УГИС или струйного насоса, с выводом скважины на постоянный режим работы, с отбором поверхностных проб флюида, с замером ИК на режимах (не менее 4-х на прямом и обратном ходе), КВД. Объем отбора флюида – не менее 50м³ (может быть изменен по согласованию с геологической службой ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»).

- При незначительном смешанном притоке нефти с пластовой водой или получении притока газа- исследования проводятся на растворе хлористого калия со снижением уровня в скважине свабиrowанием, до глубины, согласованной с геологической службой ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», объем отбора продукции с объекта при свабиrowании не менее 50 м³ (объем отбора может быть изменен по согласованию с УГРП ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»). Для незначительного притока нефти с водой проводится запись профиля притока на сниженном уровне с прослеживанием динамики восстановления уровня и формирования водонефтяного раздела. При получении притока газа проводится запись профиля притока, отработка скважины на разных режимах (не менее 4-х на прямом и обратном ходе), замер КВД. При этом периодически скважина обрабатывается раствором CaCl₂ с целью недопущения гидратообразований.

***Обеспечить наличие на скважине CaCl₂ в объеме 40тн.**

- При отсутствии притока провести дополнительное воздействие на пласт для интенсификации притока. Метод воздействия определяет и согласовывает геологическая служба ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

- Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) проводятся с целью определения интервала, профиля и состава притока, возможных мест негерметичности эксплуатационной колонны и интервалов заколонных перетоков. Запись ПГИ проводится на каждом режиме фонтанирования (определяется при работе на установившихся режимах прямого хода), работы УГИС или свабирования (1 комплекс ПГИ на каждый объект испытания).

- Отбор глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов (в количестве 5-и на объект испытания, из них 2 контрольные) производится пробоотборниками непроточного типа с предварительной привязкой глубины отбора геофизическими методами. Отбираются, также, поверхностные пробы продукции скважины.

- Регистрация КВУ, КВД после проведения отработки скважины на режимах или свабирования.

- Изоляция объекта испытания (установка цементных мостов, ВП).

Объем работ при проведении испытания каждого объекта будет уточняться на основании данных бурения (результаты отбора керна, ГИС в открытом стволе) геологической службой ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».

После проведения испытания каждого объекта Исполнитель работ предоставляет в геологическую службу ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» акт по выполненным работам и заключение по интерпретации их результатов в электронном и бумажном виде после комплексной обработки полученных материалов.

* Обеспечить наличие на скважине кислоты HCL 24% в объеме не менее **50** м³.

**Объемы могут быть уточнены или скорректированы по результатам появления новой геологической информации в ходе ведения ГРП на данном или других ЛУ, не позднее, чем за год до начала бурения скважины.*

13. Комплекс промыслово-геофизических исследований:

Виды исследований	Масштаб	Интервал исследований
1	2	3
Направление: ГК, НГК, ДС, БК, Резистивиметрия, ТМ, инклинометрия, ГТИ, ОЦК	1:200	0-40
Кондуктор: ГК, НГК, ДС, БК, Резистивиметрия, АК, ТМ, Инклинометрия, ГТИ, ОЦК, ГГКц, АКЦ.	1:200	500-200
Привязочный каротаж под отбор керна в осинском, юряхском, кудулахском, телгеспитском, ботуобинском горизонте и успунской свите: ГК, НГК	1:500	450-850
Дополнительный каротаж в интервале продуктивных пластов: Многозондовый кросс-дипольный АК, ГГКлп, ЯМК в сильном поле, Электрический микросканер, АКШ. Испытание пласта по двухпакерной технологии (ГДК, ОПК) с определением состава притока, физико-химических свойств пластового флюида, гидродинамических характеристик пласта и отбором 4-х глубинных проб пластового флюида, база интервала испытания 1м.	1:200	495-951
Техническая колонна: ГК, НГК, ДС, БК, Резистивиметрия, ТМ, ГГК-П, Инклинометрия, ГТИ, ННК-Т, ТМ, ОЦК, ГГКц, АКЦ, ЛМ.	1:200	200-918
Дополнительный каротаж в интервале продуктивных пластов: Многозондовый кросс-дипольный АК, ГГКлп, ЯМК в сильном поле, Электрический микросканер, АКШ. Испытание пласта по двухпакерной технологии (ГДК, ОПК) с определением состава притока, физико-химических свойств пластового флюида, гидродинамических характеристик пласта и отбором 4-х глубинных проб пластового флюида, база интервала испытания 1м.	1:200	495-951
Эксплуатационная колонна: ГК, НГК, ДС, ННК-Т, ТМ, Резистивиметрия, Инклинометрия, ОЦК, ГГКц, АКЦ, ЛМ, ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование с одним ближним и одним дальним пунктами взрыва)	1:200	918-1020

ГТИ: поэлементные газопоказания, люминисцентно-битуминологический анализ, карбонометрия, экспресс-анализ плотности и пористости, описание шлама, геолого-технические параметры		0-960
В кондукторе, технической колонне		
АКЦ, ГГЦ	1:500	0-200; 0-918
В эксплуатационной колонне		
АКЦ, СГДТ, ГК, МЛМ, 2ННКт	1:500	0-960
Испытание		
Перфорация, Контроль интервала перфорации		
Свабирование ПГИ (определение профиля и состава притока). Шумометрия ОТСЭК в случае негерметичности по стволу. Отбор глубинных проб. ИК, КВД, КВУ.	1:200	интервал испытания

Подрядчик после окончания каждого каротажа передает в геологическую службу ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» материалы ГИС в объеме и количестве согласно условиям заключенного Договора.

**Объемы могут быть уточнены или скорректированы по результатам появления новой геологической информации в ходе ведения ГРП на данном или других ЛУ, не позднее, чем за год до начала бурения скважины.*

14. Консервация (ликвидация) скважины:

После испытания последнего объекта проводится консервация или ликвидация скважины в соответствии с инструкцией о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов ("Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года))

После окончания этапов испытаний скважины Подрядчик оформляет планы и акты на консервацию или ликвидацию скважины в соответствии с действующим законодательством (ликвидация и консервация скважин считается завершённой после подписания акта ликвидации или консервации пользователем недр и территориальным органом Ростехнадзора), также согласовывает акты в органах ФСЭТАН. Акты на ликвидацию, консервацию скважин представляются в территориальный орган Ростехнадзора. Документация на консервацию или ликвидацию скважины должна быть оформлена в течение 15 календарных дней после окончания испытания последнего объекта.

15. Сдача отчетной документации по скважине:

«Подрядчик» после окончания этапов бурения и испытания подготавливает и формирует Дело скважины и паспорт скважины в 2-х экземплярах на бумажном и электронном носителях. Один экземпляр передается в ТФГИ, один экземпляр – в архив ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча».