

Утверждаю / *Approved by:*
Главный управляющий директор
Империал Энерджи /

Saket Gupta
Сакет Гупта / *Saket Gupta*
24/07/24

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА
РЕКОНСТРУКЦИЮ СКВАЖИН
№135 КУСТ 1, №147 КУСТ 2, №148 КУСТ 2,
№204 КУСТ 3
СНЕЖНОГО НГКМ**

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.

1.1. Предполагаемую программу работ по реконструкции скважин №№ 135, 147, 148, 204 Снежного НГКМ планируется выполнить согласно Графику работ скважин (Приложение №5 к типовому договору).

1.2. Цель работ – реконструкция скважин. При этом необходимо обеспечить возможность эксплуатации и ремонта соседних скважин на кустах (согласовывается с Заказчиком с учетом специфики расположения применяемой буровой установки); завоз оборудования, материалов для бурения и испытания скважин; жилого поселка; монтаж бурового оборудования, привышечных сооружений и механизмов, оборудования для замкнутой циркуляции и очистки бурового раствора, для сбора и вывоза бурового шлама, подготовительные работы к ЗБС (подготовка ствола скважины, вырезка технологического окна в эксплуатационной колонне 168 мм, бурение бокового ствола, работ по переводу скважин на солевой раствор; спуск подвески хвостовика, подготовительные работы к ГРП, передача скважины в освоение, демонтаж оборудования; демобилизация; зачистка, рекультивация нарушенных земель на технологической площадке и подъездной дороге.

2. ОПИСАНИЕ ПЛОЩАДИ РАБОТ.

Площадь в административном отношении находится на территории Томской области в Кargasокском районе. Ближайший крупный населенный пункт – село Кargasок.

Населенные пункты непосредственно на площади месторождения отсутствуют. Ближайший населенный пункт п. Большая Грива расположен в 25 км восточнее месторождения.

С районным центром с. Кargasок месторождение связано грунтовой автомобильной дорогой, с выходом на шоссе областного значения Кargasок-Томск. Транспортное сообщение возможно и по р.

**TECHNICAL ASSIGNMENT FOR
RECONSTRUCTION OF WELLS
NOS. 135 AT PAD 1, 147 AT PAD 2,
148 AT PAD 2, 204 AT PAD 3
OF SNEZHNOYE FIELD**

1. GENERAL PART.

1.1. It is planned to execute the expected work program for reconstruction of wells Nos. 135, 147, 148, and 204 of Snezhnoye field in compliance with the Well Work Schedule (Attachment #5 to the Standard Contract).

1.2. The work objective is reconstruction of wells. While implementing this project, it is necessary to provide possibility of operation and of workover of the nearby wells at the pad (shall be agreed with the Client, taking to account specificity of drilling rig location); delivery of equipment and materials for well drilling and testing; accommodation camp; rigging-up drilling rig, associated installations, mechanisms; equipment for closed circulation of drilling mud and solids control system, mud gathering and drilling cuttings transportation from work site, preparation for side tracking operations (preparation of well bore, making casing exit for 168 mm production casing, side tracking lateral bore hole, well displacement with brine, R/I liner assembly, preworks to fracturing; well handover to completion crew, equipment rigging down, demobilization, post work pad cleaning, remediation of disturbed soil at the drilling area and access road.

2. WORK SITE DETAILS.

The work site is situated in the territory of Tomsk region, in Kargasok district. The nearest largest settlement – Kargasok village.

There are no populated areas directly on the area of the field. The nearest populated settlement, village Bolshaya Griva, is located 25 kilometers east of the field.

The field is connected with regional center Kargasok by a dirt road connected to the regional main road Kargasok-Tomsk. Transportation connections are also possible by river Vasyugan

Васюган, судоходной в период навигации.

3. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОСНАЩЕНИЮ И ПЕРСОНАЛУ БРИГАД

3.1. Бригады по вышкостроению, бурению и испытанию скважин должны быть оснащены в соответствии с условиями типового договора (Приложения 2, 3) «Нормами оснащенности объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации», «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Буровое оборудование должно отвечать требованиям государственных стандартов. Технические устройства, используемые в процессе строительства скважин должны быть сертифицированы на соответствие требованиям промышленной безопасности в порядке, установленном Ростехнадзором России. Технические характеристики оборудования, входящего в состав буровой установки, должны соответствовать классу этих установок и условиям их эксплуатации.

3.2. Уровень профессиональной подготовки персонала должен соответствовать квалификационным требованиям, необходимым для выполнения работ согласно условиям Договора: по уровню и профилю образования, квалификации по диплому, опыту работы в профессиональной сфере, навыкам и умению, наличию необходимых документов.

4. ФОРМИРОВАНИЕ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ.

В стоимость входят бурение и крепление бокового ствола скважины, приобретение материалов в том числе муфта манжетного цементирования, узел для подвески хвостовика, техоснастка (ОК, БК, центраторы, клин отклонитель), транспортировка до объекта, все виды услуг согласно нормам и расценкам, согласованных Заказчиком; аренда и содержание специальной техники, механизмов, оборудования, жилого городка; мобилизация и демобилизация техники и оборудования до указанного пункта; технологической площадки.

В стоимость не входят и обеспечиваются Заказчиком за свой счет: плата за водопользование; отвод и аренда земель; рабочий проект на реконструкцию скважины; геофизические исследования при бурении, приобретение обсадных труб со сдвижными муфтами для ГРП, НКТ, ОКК, АФК и транспортировка до буровой площадки.

navigable during river navigation periods.

3. SPECIAL REQUIREMENTS TO CREWS EQUIPMENT AND PERSONNEL

3.1. The crews performing rigging-up, wells drilling and testing operations shall be equipped in compliance with the terms and conditions of the standard Contract (Attachments 2 and 3), "Standard requirements to equipping objects of oil and gas industry with mechanisms, tools, improving safety and technical level of their operation", "Safety rules in oil and gas industry". Drilling equipment shall comply with state standards requirements. Technical devices, utilized in the process of wells construction shall be certified for compliance with industrial safety requirements as per procedures, established by RTN. Technical characteristics of equipment, part of drilling rig, shall comply with class of these rigs and terms and conditions of their operation.

3.2. Level of professional personnel skills shall comply with qualification requirements, necessary for work execution as per the Contract provisions: education level and profile, qualification as per Diploma, work experience in professional sphere, skills and practical knowledge, availability of respective documents.

4. WELL CONSTRUCTION COST COMPONENTS.

Cost includes drilling and casing of sidetracked borehole, purchasing materials, including cement float collar, liner hanger joint, accessories (float collar, casing shoe, centralizers, whipstock), transportation to the object, all types of services, complying with norms and rates, agreed by the Client; rent and maintenance of special equipment, mechanisms, accommodation camp, mobilization and demobilization of equipment to specified destination point, remediation of access road and technological pad.

Cost shall not include the following items, which shall be provided by the Client and at Client's account: payment for water usage; lands allotment and lease; detailed project design for well reconstruction; geophysical surveys, including perforation, purchasing casing pipe, tubing, casing head, wellhead equipment and transportation to drilling pad.

Для формирования стоимости использовать условия типового договора (в том числе Приложения 2, 3).

5. ОПЛАТА ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ

Платежи за выполненные работы производятся Заказчиком ежемесячно в течение 45 календарных дней после принятия акта выполненных работ, при условии представления Подрядчиком следующих документов за выполненные работы:

счета, оригинала счета-фактуры, актов приемки выполненных работ (КС-2), справки о стоимости выполненных работ (КС-3), исполнительной документации на выполненный объем работ, журнала учета выполненных работ (КС-6а), накладных на принятые материалы от Заказчика, отчета Подрядчика о расходе материалов Заказчика.

Оплата работ по бурению бокового ствола скважины производится только после того как Подрядчик произведет успешный спуск подвески хвостовика в скважину и передаст дело скважины. Обязанность Заказчика по оплате считается выполненной с момента списания денежных средств с его расчетного счета.

6. СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

6.1. Заказчик намеривается провести конкурсный отбор (тендер) на оказание услуг по ЗБС скважин. Необходимо предусмотреть мобилизацию бурового оборудования и материалов до 31.12.2024 года.

6.2. Начало работ по ЗБС скважин 01.01.2025г., вырезка технологического окна в эксплуатационной колонне, бурение, спуск подвески хвостовика, подготовительные работы к ГРП, окончание работ по демонтажу БУ и демобилизации, согласно, прилагаемого Графика реконструкции скважин (Приложение №5 к типовому договору).

6.3. Планируется заключение договора на оказание услуг по реконструкции скважин по типовому проекту договора Заказчика.

7. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ ЗАКАЗЧИКА НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ

7.1. Технические решения для расчета стоимости работ представлены в прилагаемом «Задании на реконструкцию объекта» (Таблица 1, 2)

7.2. Соблюдение политики компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды

7.3. Соблюдение требований в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым к работам и оказанию услуг на объектах компании.

For cost formation please use provision of the standard contract (including Attachments 2, 3)

5. PAYMENT FOR COMPLETED WORK

Payments for work performed shall be effected by the Client on a monthly basis within 45 calendar days after acceptance of the Act of work performed, provided that the Contractor provides following documents on work performed:

bills, original VAT invoices, acts of acceptance of work performed (form KS-2), accumulation cost report (form KS-3), as-built documentation for completed scope work, work completion log (form KS-6a), bills of materials provided by the Client, Contractor's report on Client's materials consumption.

Payment for drilling a sidetracked hole shall be made only after Contractor successfully accomplishes lowering of liner assembly in the well and hands-over the well history (well data). The Client's payment obligation is considered fulfilled at the moment, when money has been charged off from the Client's bank account.

6. WORK COMPLETION SCHEDULE

6.1. The Client intends to float a tender for selection of provider of services on side tracking. It is necessary to provide mobilization of drilling equipment and materials before 31.12.2024.

6.2. Side-tracking shall start on 01.01.2025, production casing exit, drilling, liner assembly lowering and preparatory work for fracturing, drill unit rigging down and demobilization shall be accomplished in accordance with the attached Schedule of well reconstruction (Attachment #5 to the Standard Contract).

6.3. It is planned to conclude the contract for rendering services on wells reconstruction basing on the Client's standard contract draft.

7. CLIENT'S SPECIAL REQUIREMENTS TO WORK EXECUTION

7.1. Technical solutions for calculation of work cost are presented in the attached Tables #1 and #2 "Assignment for Reconstruction of the Object".

7.2. Observance of the Client's policies in HSE sphere.

7.3. Observance of HSE and fire safety requirements by subcontractors, hired for rendering services at the Client's objects.

<p>7.4. 100% обеспечение технологического процесса оборудованием, инструментом, материалами.</p> <p>7.5. Полная материальная ответственность за порчу оборудования и материалов Заказчика, допущенные аварии, осложнения и браки по вине Подрядчика или его субподрядчиков.</p> <p>7.6. Обеспечение фирменной спецодеждой с логотипом собственной компании.</p> <p>7.7. Обеспечение культуры производства на уровне стандартов.</p> <p>7.8. Наличие Положения мотивации персонала бригад на достижение конечного результата.</p> <p>7.9. Заказчик оставляет за собой право возмещать убытки Подрядчика за допущенные осложнения не по вине Подрядчика. Основание: двухсторонний акт.</p> <p>7.10. Обязательное наличие телефонной, электронной связи с Заказчиком.</p> <p>7.11. Дополнительные работы осуществляются только по письменному решению Заказчика и оформлению дополнительного соглашения по согласованным расценкам.</p> <p>7.12. Производственная деятельность в соответствии с нормативными и регламентирующими документами, согласованными с Заказчиком.</p> <p>7.13. Проведение технологических операций только под руководством ИТР.</p> <p>7.14. Геологическое сопровождение всех работ при бурении и испытании скважин.</p> <p>7.15. Предъявление по требованию Заказчика данных инструментального контроля оборудования, инструмента, грузоподъемных технических устройств.</p> <p>7.16. Проживание, доставка персонала и оборудования, размещение и хранение оборудования - зона ответственности Исполнителя.</p> <p>7.17. Ответственность перед Заказчиком за действия или бездействия третьей стороны (субподрядчиков).</p> <p>7.18. Проживание на месторождениях (за счет Подрядчика).</p> <p>7.19. Питание (за счет Подрядчика).</p> <p>7.20. Доставка до рабочего места (за счет Подрядчика).</p> <p>7.21. Мобилизация транспортных средств (автономия).</p> <p>7.22. Ликвидация браков, аварий по вине Подрядчика проводятся за его счет.</p> <p>7.23. Сбор, транспортировка, размещение, утилизация и захоронение любых видов отходов производства и потребления, образующихся в результате работы оборудования Подрядчика, осуществляется за счет Подрядчика.</p> <p>7.24. Подрядчик обязан самостоятельно оформлять в установленном порядке разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу, лимиты на размещение отходов, начислять и</p>	<p>7.4. 100% provision of technological processes with equipment, tools and materials.</p> <p>7.5. Complete material responsibility for damaging Client's equipment and materials, incidents, complications and defective work due to contractor's or his subcontractors' fault.</p> <p>7.6. Provision with the company's special clothes with own logo.</p> <p>7.7. Maintaining general industrial standards at work site.</p> <p>7.8. Provide Regulation of crew personnel motivation for achievement of final result.</p> <p>7.9. The Client reserves right to reimburse Contractor's losses suffered due to complications, which occurred not due to Contractor's fault. Grounds – bilateral act.</p> <p>7.10. Mandatory availability of telephone, electronic communication with the Client.</p> <p>7.11. Additional operations shall be executed only basing on written approval from the Client and issuing an additional agreement and the agreed rates.</p> <p>7.12. Operational activities shall comply with regulating documents, agreed with the Client.</p> <p>7.13. Technological operations shall be executed only under management of engineering-technical personnel.</p> <p>7.14. Provide geological supervision of all operations while wells drilling and testing.</p> <p>7.15. Upon client's requirement, provide data of instrumental monitoring of equipment, tools, hoisting equipment.</p> <p>7.16. Accommodation, transportation of staff and equipment, spotting and storage of equipment – Contractor's responsibility.</p> <p>7.17. Responsibility to the Client for 3rd party's/ subcontractor's activities/idleness.</p> <p>7.18. Accommodation in the field – at Contractor's account.</p> <p>7.19. Meals – at Contractor's account.</p> <p>7.20. Delivery to work place – at Contractor's account.</p> <p>7.21. Mobilization of transport equipment (field remoteness, lack of roads).</p> <p>7.22. Elimination of defects and accidents caused by the Contractor shall be done at Contractor's expense.</p> <p>7.23. Collection, transportation, placement, and disposal of any types of process and household waste generated in operation of the Contractor's equipment shall be done at Contractor's expense.</p> <p>7.24. The Contractor is obliged to independently obtain, in accordance with the established procedure, permits for emission of pollutants into the atmosphere, limits on waste disposal, and shall</p>
--	---

производить платежи за негативное воздействие на окружающую среду.

7.25. При составлении плана работ, Подрядчик обязан руководствоваться заданием, представленным Заказчиком.

7.26. 100% оснащенность бригад сертифицированными ПВО для проведения работ согласно схеме обвязки.

7.27. Наличие на технологической площадке скважины тампонажной техники.

7.28. Использовать высокоэффективные рецептуры буферных жидкостей с объемом для обеспечения максимального замещения и очистки ствола скважины и колонны. Обеспечить прокачивание очищающей пачки (пачек) во время промывки после спуска хвостовика.

7.29. Применять гидравлические ключи с моментомерами.

7.30. На период спуска и крепления хвостовика предусмотреть дежурство на объекте работ главного технолога Подрядчика либо лицо его замещающего.

7.31. Спуск хвостовика проводить в присутствии представителя Заказчика.

7.32. 100% наличие на технологической площадке бурового оборудования, комплекта аварийного инструмента, вспомогательного оборудования согласно нормативным актам, разграничительному перечню, утвержденного Заказчиком.

7.33. Оформление дела скважины согласно перечню документов, необходимых для формирования дела, общий журнал учета выполненных работ заполняется, регистрируется в гос.органах (выполняется Подрядчиком).

7.34. Подрядчик подписывает и соблюдает Соглашение о взаимодействии в области промышленной и противопожарной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды и о правилах проживания в вахтовых поселках Заказчика.

7.35. Если рекультивация нарушенных земель проводилась в зимнее время, и в весенний период, после таяния снега, выявится некачественное её выполнение, Подрядчик обязуется в кратчайшие сроки привести территорию в надлежащее состояние.

7.36. Подрядчик ведет первичный учет добытой воды с предоставлением ежемесячного отчета Заказчику не позднее 3 (третьего) числа месяца, следующего за отчетным.

7.37. Подрядчик ведет систематические наблюдения динамического и статического уровней водозаборной скважины с предоставлением Заказчику ежеквартальных сведений о режимных наблюдениях за скважиной.

7.38. Подрядчик ведет систематические наблюдения за качеством воды путем отбора проб на химический и бактериологический

accrue and make payments for negative impacts on the environment.

7.25. In the process of preparing work plan, the Contractor shall be guided by Assignment, provided by the Client.

7.26. The contractor must provide 100% of certified BOP equipment for work execution as per installation / hookup scheme (layout).

7.27. Availability of cementing equipment (units) at work site.

7.28. Use highly efficient compositions of spacer fluids, with volume sufficient for maximum displacement and cleaning the well bore and casing. Provide pumping of cleaning mud pills during circulation after lowering of liner.

7.29. Use hydraulic tongs with torque gauge.

7.30. Ensure presence of the Contractor's chief technologist or deputy thereof during liner lowering and casing (fixation).

7.31. Liner shall be lowered in presence of Client's representative.

7.32. Provide 100% availability of drilling tools, fishing tools set, auxiliary equipment at the drilling site, in compliance with normative acts, and responsibility distribution lists approved by the Client.

7.33. Compilation of well history file shall be done as per the list of documents, required for well history file. General operations log to be filled in and registered with state authorities (Contractor's responsibility).

7.34. The contractor shall sign and observe the rules and meet requirements of the Agreement on cooperation in the sphere of HSE and fire safety and rules of accommodation in the Client's field camps.

7.35. If remediation of disturbed lands was made in winter and during spring, In case if after snow melting remediation defects are found, the Contractor shall undertake to put the territory in appropriate condition in shortest time period.

7.36. The contractor shall provide primary accounting of produced water, providing monthly report to the Client not later than the 3rd day of the month, following the reported.

7.37. The Contractor shall systematically monitor dynamic and static levels of water supply well, providing the Client quarterly reports on well work mode monitoring.

7.38. The Contractor shall provide systematic control over water quality by sampling water for chemical and bacteriological analysis as per

анализы в соответствии с СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества». По окончании производства работ по реконструкции скважины и ежегодно, не позднее 15 января, Подрядчик передаёт все материалы по наблюдениям Заказчику.

7.39. Подрядчик готовит комплект документов по делу скважины и передает Заказчику не позднее 10 дней со дня окончания реконструкции скважины.

7.40. Подрядчик самостоятельно строит профиль скважины на основании приложенного задания на бурение бокового ствола скважины, оценивает возможность его проводки. Все спорные моменты обговариваются до окончания проведения тендера, в противном случае окончательной длиной скважины будет считаться длина из приложенного задания на бурение.

7.41. Подрядчик обязан при бурении скважины каждые 4 часа, 9-12 пробуренных метров, в режиме реального времени предоставлять Заказчику данные телеметрии (замеры инклинометрии) и замеры каротажа по протоколу WITSML.

7.42. Подрядчик обязан при бурении скважины каждые 4 часа, 9-12 пробуренных метров, в режиме реального времени обеспечить Заказчику просмотр данных телеметрии (замеры инклинометрии) и замеры каротажа с ПК Заказчика.

sanitary regulation SanPin 2.1.4.1074-01 "Drinking water. Hygiene requirements to water quality in centralized systems of drinking water supply. Quality control". Upon completion of work on well major repair, and every year, not later than January 15th, the Contractor shall provide all monitoring information to the Client.

7.39. The Contractor shall prepare a set of documents for the well and pass it to the Client no later than 10 days after completion of reconstruction of the well.

7.40. The Contractor independently constructs the profile of the well on the basis of the attached assignment for lateral wellbore drilling, evaluates the possibility of its drilling. All disputed points are negotiated before the end of the tender, otherwise the length of the attached drilling assignment will be treated as final length of the well.

7.41. In the process of drilling the Contractor is obliged to provide the Client with telemetry (inclinometer measurements) and logging measurements data using the WITSML protocol every 4 hours and 9-12 drilled meters in the real time mode.

7.42. In the process of drilling of the Contractor is obliged to provide the Client with the possibility to view telemetry (inclinometer measurements) and logging measurements data using the Client's PC every four hours and 9-12 drilled meters in the real time mode.

Таблица 1. Задание на реконструкцию объекта
ЗБС (ЗБГС) в скважинах №135 КУСТ 1, №147 КУСТ 2, №148 КУСТ 2, №204 КУСТ 3
СНЕЖНОГО НГКМ

*Table 1. Technical Assignment for reconstruction of object:
Sidetrack drilling (horizontal laterals) in wells Nos. 135 of Pad 1, 147 of Pad 2, 148 of Pad 2, 204 of
Pad 3 of Snezhnoye field*

1.	Проектная документация / <i>Design documentation</i>	Проект / <i>Project design</i>
2.	Месторождение (площадь) / <i>Field (prospect)</i>	Снежное нефтегазоконденсатное месторождение /
3.	Месторасположение месторождения (область район) / <i>Location of the field (region)</i>	Россия, Томская область, Каргасокский район / <i>Russia, Tomsk region, Kargasok district</i>
4.	Основание для проектирования / <i>Basis for design</i>	«Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области», протокол ЦКР Роснедра по УВС от 18.12.2019 №326. «Подсчет запасов по пластам Снежного месторождения Томской области», протокол ГКЗ №7580 <i>"Addendum to FDP (technological scheme for development) of Snezhnoye oil and gas condensate field in Tomsk region", protocol of Rosnedra Central Committee for Development dated December 18, 2019 No. 326. "Calculation of reserves of formations of Snezhnoye field of Tomsk region", GKZ protocol No. 7580.</i>
5.	Цель бурения (добыча нефти, нагнетание воды, и т.д.) / <i>Drilling purpose (oil production, water injection etc.)</i>	Эксплуатационное. Восстановление проектных показателей по добыче нефти, нагнетание воды для поддержания пластового давления / <i>Development drilling. Restoring of designed oil production indicators</i>
6.	Номер скважин / <i>Well number</i>	№135 куст 1, №147 куст 2, №148 куст 2, №204 куст 3
7.	Вид скважин (вертикальные, наклонно-направленные, пологие, горизонтальные и т.д.) / <i>Type of well (vertical, directional, inclined, horizontal, etc.)</i>	Наклонно-направленная с горизонтальным окончанием. (Зарезка и бурение второго ствола, углубление) / <i>Directional (deviated), with horizontal section (sidetrack drilling of lateral wellbore</i>
8.	Тип буровой установки / <i>Drilling rig type</i>	Мобильные буровые установки грузоподъемностью в соответствии с расчетом / <i>Mobile drilling rigs with load capacity according to calculation.</i>
9.	Вид привода буровой установки / <i>Type of rig drive</i>	1. ДВС мобильной буровой установки; 2. Электроэнергия. Вторая категория электроснабжения / <i>1. Diesel engine of the mobile drilling rig; 2. Electric power supply – power supply category II.</i>
10.	Способ бурения / <i>Drilling mode</i>	Роторный, турбинный / <i>Rotary, turbine</i>
11.	Объем подготовительных работ к строительству скважин. <i>Pre-drilling preparations</i>	Мелкоблочный монтаж - демонтаж. Вырезка окна в эксплуатационной колонне 168мм и бурение бокового горизонтального ствола / <i>Modular rig-up/rig down; 168mm production exit. And drilling of a lateral horizontal section.</i>
12.	Проектный горизонт, индекс пласта, глубина кровли эксплуатационного объекта по а.о.,м./ <i>Target formation, formation index, top of formation subsea depth</i>	Наунакская + Тюменская свиты, пласты Ю1/1-2, Ю2, Ю3 2333 – средняя по 4-м скважинам / Naunak + Tyumen formations, formations J1/1-2, J2, J3; 2333 – average for 4 wells

13.	Глубина скважины (нового ствола) по а.о, м (ТЗ) / <i>New bore hole subsea depth, m (T3)</i>	2349 - с горизонтальным окончанием, 2467 - наклонно-направленная / 2349 – well with horizontal section, 2467 – directional (deviated) well			
14.	Глубина скважины (нового ствола) по стволу, м (ТЗ) / <i>New bore hole MD, m (T3)</i>	(Уточняется расчётами в проекте) <i>To be clarified by design calculation</i>			
15.	Альтитуда стола ротора (пробуренной скважины), м / <i>Rotary table elevation (drilled well), m</i>	Скв.135 80,8 / well # 135 80.8	Скв.147 85,82 / well # 147 85.82	Скв.148 85,83 / well # 148 85.83	Скв.204 75,15 / well # 204 75.15
16.	Высота стола ротора от уровня земли (стол ротора-фланец кол. головки пробуренной скважины), м / <i>Drilled well rotary table height from ground, m</i>	4,1	7,42	7,34	10,65
17.	Конструкция пробуренной скважины, диаметр обсадных колонн и глубина их спуска по стволу / по вертикали, м: -направление Ø 324*9,5мм; -кондуктор Ø 245*7,9мм; -экспл. колонна Ø 168,3*8,9мм <i>Well design (casind diameters, setting depths MD / TVD, m.:</i> -conductor Ø 324mm*9.5mm; -surface csg Ø 245mm*7.9mm; -production csg Ø 168,3mm*8.9mm;	Скв.135 / well # 135 52 1870 2660 52 1870 2660	Скв.147 / well # 147 59 1055,2 2704 59 1055,2 2704	Скв.148 / well # 148 50,9 1118 2861,6 50.9 1118 2861.6	Скв.204 / well # 204 56,63 1258,77 3227,6 56.63 1258,77 3227.6
18.	Профиль пробуренной скважины (усреднённый), параметры по вертикали: -Тип профиля -Вертикальный участок, м -Участок набора зенитного угла (ЗУ), м -Интенсивность набора зенитного угла, град/10м, мах -Участок стабилизации, м -Участок набора зенитного угла -Интенсивность снижения зенитного угла, град/10м, мах / <i>Well profile (average), vertical parameters:</i> - Profile type - Vertical section, m - Area of zenith angle gain, m - Intensity (severity) of zenith angle gain, deg/10m, max - Stabilization section, m - Area of zenith angle gain, m - Intensity (severity) of zenith angle reduction, deg/10m, max	Многоинтервальный 0-200 200-800 1,3 800-2000 2000-2850 0,5 <i>multi-interval</i> 0-200 200-800 1,3 800-2000 2000-2850 0.5			

19.	<p>Техническое состояние пробуренной скважины:</p> <p>-наличие давления в межколонном пространстве</p> <p>-состояние обсадной колонны</p> <p>-состояние цементного камня:</p> <p>высота подъёма цемента, м:</p> <p>-за кондуктором;</p> <p>-за экспл. колонной</p> <p>-интервал установки изоляционного цементного моста (по вертикали) /</p> <p><i>Technical condition of drilled well:</i></p> <p><i>Pressure in tubing-casing annulus</i></p> <p><i>Csg string condition</i></p> <p><i>Cement quality</i></p> <p>-Cement height behind surface csg</p> <p>-Behind production csg</p> <p>- Interval of setting of isolation cement plug in string, m (TVD)</p>	<p>Скв.135/ well # 135</p> <p>отсутствует герметичная</p> <p>569</p> <p>1600</p> <p>по расчету/</p> <p>none no leakage</p> <p>569</p> <p>1600</p> <p>calculation</p>	<p>Скв.147/ well # 147</p> <p>отсутствует герметичная</p> <p>устье 22</p> <p>по расчету/</p> <p>none no leakage</p> <p>wellhead 22</p> <p>calculation</p>	<p>Скв.148/ well # 148</p> <p>отсутствует герметичная</p> <p>5</p> <p>348</p> <p>по расчету/</p> <p>none no leakage</p> <p>5</p> <p>348</p> <p>calculation</p>	<p>Скв.204/ well # 204</p> <p>отсутствует герметичная</p> <p>11</p> <p>11</p> <p>по расчету</p> <p>none no leakage</p> <p>11</p> <p>11</p> <p>calculation</p>
20.	<p>Глубина забуривания нового ствола по стволу, м /</p> <p><i>Depth of drilling new wellbore, MD, m.</i></p>	<p>Скв.135 / well # 135</p> <p>1500</p>	<p>Скв.147 / well # 147</p> <p>1700</p>	<p>Скв.148 / well # 148</p> <p>1850</p>	<p>Скв.204 / well # 204</p> <p>2600</p>
21.	<p>Толщина стенки эксплуатационной колонны в точке забуривания, мм /</p> <p><i>Production casing pipe wall thickness at the drill start point (at sidetrack start point), mm</i></p>	8,9			
22.	<p>Параметры бокового ствола:</p> <p>-диаметр хвостовика, мм;</p> <p>-глубина спуска хвостовика по стволу, м</p> <p>-угол входа в пласт, град;</p> <p>-максимально допустимый зенитный угол бокового ствола, град;</p> <p>-проектное отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного пласта, м;</p> <p>-глубина горизонтального участка по а.о, м;</p> <p>-длина горизонтального участка (фильтров), м;</p> <p>-азимут магнитный горизонтального участка, град. (по гриду).</p>	<p>Скв.№135</p> <p>114</p> <p>уточняется расчетами в проекте до 90</p> <p>90</p> <p>863</p> <p>-2322</p> <p>500</p> <p>89,5</p>	<p>Скв.№ 147</p> <p>114</p> <p>уточняется расчетами в проекте до 90</p> <p>90</p> <p>1269</p> <p>-2356 (Т1)</p> <p>0</p> <p>-</p>	<p>Скв.№148</p> <p>114</p> <p>уточняется расчетами в проекте до 90</p> <p>90</p> <p>822</p> <p>-2330</p> <p>800</p> <p>189,4</p>	<p>Скв.№204</p> <p>114</p> <p>уточняется расчетами в проекте до 90</p> <p>90</p> <p>1957</p> <p>-2322</p> <p>1000</p> <p>262,2</p>

23.	<i>Lateral wellbore parameters:</i> - liner diameter, mm; - liner lowering depth, MD, m. - formation entry angle, deg; - maximum permissible zenith angle of the lateral wellbore, deg.;; - designed deviation from the vertical of the entry point into top of pay formation, m; - depth of horizontal section by TVDSS, m; - length of the horizontal section (screens), m; - magnetic azimuth of the horizontal section, deg. (by grid).	Well 135 114 To be fixed as per design calculation up to 90 90 863 -2322 500 89,5	Well 147 114 To be fixed as per design calculation up to 90 90 1269 -2356 (T1) 0 -	Well 148 114 To be fixed as per design calculation up to 90 90 822 -2330 800 189,4	Well 204 114 To be fixed as per design calculation up to 90 90 1957 -2322 1000 262,2
24.	Радиус круга допуска точки входа в продуктивный пласт, м / <i>Radius of tolerance circle for the entry point into the productive formation, m.</i>	25			
25.	Методы контроля за проводкой ствола скважины / <i>Drilling control methods</i>	Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи с модулем ГК или аналоги с LWD / <i>Telemetry system with hydraulic communication channel with main control module or analogues with LWD</i>			
26.	Станция ГТИ / <i>Drilling process monitoring station with on-line translation to office Client</i>	Станция мониторинга процесса бурения CMS или аналогичные станции ГТИ / <i>Mud logging station with possibility to transfer data to the Client's office</i>			
27.	Тип бурового раствора (естественный, глинистый, полимерный, биополимерный и т.д.), реагенты для обработки / <i>Type of drilling mud (natural, clay, polymer, bio-polymer, etc.), chemicals for mud conditioning</i>	Полимерный ингибированный Flo-Pro, утяжелитель – мел (CaCO ₃) / <i>Potassium chloride mud based on water. Colmatant – chalk stone (CaCO3)</i>			
28.	Способ зарезки бокового ствола / <i>Side tracking method</i>	Вырезка технологического окна с использованием однозаходного клина отклонителя без опоры на цементный мост / <i>Installation of whipstock in 168mm production casing</i>			
29.	Типоразмеры долот и забойных двигателей / <i>Type/size of bits and mud motors</i>	5 5/8 SL51ASFHP БИТ 146 ВТ 613 Н		ДРУ 127, Д127. ПН-89 мм ВЗД Weatherford 4 3/4" (аналоги)	
30.	Тип и количество буровых насосов / <i>Mud pumps</i>	F-500, СИН-63, SPM-600, Триплекс, СИН - 61-2 шт. или аналоги / <i>F-500, SIN-63, SPM-600, triplex, SIN 61 – 2 units, or analogues</i>			
31.	Система очистки бурового раствора / <i>Solids control system</i>	4-х ступенчатая, безамбарная, без блока флокуляции / <i>4-stage, pitless, c/w flocculation module</i>			
32.	Объекты и интервалы отбора керна / <i>Coring</i>	Не предусматривается / <i>not required</i>			
33.	Тип установки для освоения <i>Completion rig</i>	По расчёту (АПР-60/80, УПА-100) или аналоги / <i>As per design (UPA-60/80, UPA-100 or analogues</i>			
34.	Конструкция забоя скважины (открытый забой, фильтр, перфорированная колонна или хвостовик и др.) / <i>Well design (open bore hole, screen liner,</i>	1. Не цементируемый хвостовик Ø114мм подвешиваемый на гидромеханическом пакере с полированным штоком с герметизирующим устройством УГРХ (стингер) и разобщением горизонтального участка на зоны разбухающими заколонными пакерами (или			

	<i>perforated csg or liner, etc.)</i>	<p>гидромеханическими пакерами ПГРП) и сдвижными муфтами ГРП с растворимыми шарами. Длина max 1000м.</p> <p>2. Хвостовик Ø114мм подвешиваемый на гидромеханическом пакере с полированным штоком с герметизирующим устройством УГРХ (стингер) с зоной манжетного цементирования от ПХЦ до ММЦ в кровле продуктивного пласта с разобщением горизонтального участка на зоны разбухающими заколонными пакерами (или гидромеханическими пакерами ПГРП) и сдвижными муфтами ГРП. Длина max. 1000 м /</p> <p><i>1. Non-cemented liner Ø114mm hanging on a hydromechanical packer with polished rod with sealing device UGRH (stinger) and separation of the horizontal section into zones by swellable outer-casing packers (or by hydromechanical packers PGRP) and sliding hydraulic fracturing sleeved with soluble balls. Length max. 1000m.</i></p> <p><i>2. Liner Ø114mm hanging on a hydromechanical packer with polished rod with sealing device UGRKh (stinger) with collar cementing zone from liner hanger to MMC point at top of the pay formation with separation of horizontal section into zones by swellable outer-casing packers (or hydromechanical packers PGRP) and sliding hydraulic fracturing sleeves. Length max. 1000 m.</i></p>
35.	Интервал цементирования / <i>Cementing interval</i>	<p>1. Нецементируемый хвостовик Ø114мм, подвешиваемый на гидромеханическом пакере с разбухающими заколонными пакерами и сдвижными муфтами ГРП.</p> <p>2. Манжетное цементирование от ПХЦ до ММЦ в кровле продуктивного пласта /</p> <p><i>Non-cemented 114mm liner, set on hydro-mechanic packer with polished rod for connecting to 114mm tbg, c/w swelling packers and sliding sleeves for multistage frac with dissolving balls.</i></p>
36.	Глубина подвески головы хвостовика, м / <i>Liner hanger setting depth, m</i>	<p>Установка подвески хвостовика на 200 м выше технологического окна в эксплуатационной колонне с учётом возможности установки дополнительного разбухающего пакера /</p> <p><i>Liner hanger to be set at 200m above the production casing exit, with a provision for setting an additional swelling packer</i></p>
37.	Объекты освоения в колонне / <i>Target objects</i>	<p>Пласты Ю1/1-2, Ю2, Ю3 /</p> <p><i>Formations J1/1-2, J2, J3</i></p>
38.	Условия вторичного вскрытия пласта (на репрессии, на депрессии). <i>Perforation (overbalanced, underbalanced)</i>	<p>На репрессии, солевой раствор КСЛ (расчётной плотности). Гибридное ГРП /</p> <p><i>Overbalanced, KCL (density as per design), hybrid frac</i></p>
39.	Способ вызова притока / <i>Flow stimulation</i>	<p>ГНКТ, ЭЦН /</p> <p><i>CTU, ESP</i></p>
40.	Методы интенсификации притока (кислотная обработка, ГРП и т.д.) / <i>Flow intensification (acidizing, frac)</i>	<p>Гибридное ГРП. По результатам бурения и каротажа дизайн ГРП может быть изменён.</p> <p><i>Hybrid frac. Basing on drilling results and logging, frac design can be amended.</i></p>
41.	Способ эксплуатации, интервал установки насосного оборудования / <i>Mode of operation, interval of ESP setting</i>	<p>УЭЦН, 100-200 м выше узла подвески 114 мм хвостовика /</p> <p><i>ESP, 100-200m above 114mm liner hanger</i></p>
42.	Комплекс ГИС / <i>Logging complex</i>	<p>В интервале хвостовика ГТИ (включая газовый каротаж и отбор шлама), автономный комплекс в одной сборке: ВИКИЗ, РК (ГК, НКТ), АК, инклинометр- от</p>

		эксплуатационной колонны до забоя (Заказчик). ГК с MWD (Подрядчик) / <i>In liner interval – mud logging station (including mud logging and cuttings samples), battery charged logging complex, high frequency log, RL (GR, CNL) sonic log, inclinometer – production csg to bottom hole (Customer). GR c/w MWD (Contractor).</i>
43.	Оборудование устья скважин / <i>Well head equipment</i>	Обвязка колонная: скв. № 147; № 148 ОКК1-21-168x245 ХЛ; скв. № 204 СНМ1-21.01АА скв. № 135 ОКО 21-324x245×168/146 ПВО: ПУГ-180x21, ППГ-180x21 или их аналоги – при бурении. 1ППС-2ФТ 152x21 при освоении. Фонтанная арматура: скв. № 147; № 148 АФК 1Э-65x21; скв. № 204 ТН.ХТ-65.21.01АА скв. № 135 АФК1-65x35 / <i>Casing pipe connections (hookups): well No. 147; No. 148 OKK1-21-168x245 HL; well No. 204 - SNM1-21.01AA well No. 135 - OKO 21-324x245x168/146 BOPs: PUG-180x21, PPG-180x21 or their analogues - during drilling. BOP 1PPS-2FT 152x21 during well completion. Christmas tree fittings: well No. 147; No. 148 - AFK 1E-65x21; well No. 204 - TN.HT-65.21.01AA well No. 135 - AFK1-65x35</i>
44.	Источник электроснабжения / <i>Power supply</i>	Бурение - ДЭС Подрядчика. Для собственных нужд предусмотреть подключение к существующим КТПН- 7 2x630 кВА куста № 1 Снежного месторождения; КТПН- 8 2x1000 кВА куста № 2 Снежного месторождения; КТПН - 9 2x1000 кВА куста № 3 Снежного месторождения / <i>Drilling – Contractor's diesel power plant; for own needs – provide connection to existing transformer substation 12 2x1600 KVA at pad 1</i>
45.	Источник водоснабжения / <i>Water supply</i>	Предусмотреть вариант привозной технической воды. Расстояние – 6,3 км с УПН Снежного месторождения Питьевая вода привозная – 6,3 км с жилого городка Снежного месторождения / <i>Provide option for delivered process water. Distance – 6.3 km from Snezhnoye OTF. Delivered drinking water – 6.3 km from the camp of Snezhnoye field</i>
46.	Источник теплоснабжения <i>Heat supply</i>	ППУ или парогенераторная установка и воздухонагреватели электрические / <i>Steam generating trucks or units and electrical heaters</i>
47.	Связь / <i>Communication</i>	Обязательно наличие спутниковой и радиосвязи / <i>Mandatory satellite and radio communication</i>
48.	Схема транспортировки грузов и вахт / <i>Scheme for transportation of cargo and crews</i>	Предоставляется Заказчиком / <i>To be provided by the Client</i>
49.	Схема расстановки грузов и вахт / <i>Cargo and crew layout</i>	Типовая / <i>Typical (standard)</i>
50.	Исходные положения для разработки	Соблюдение Федеральных Законов РФ «Об охране

	<p>мероприятий по охране окружающей среды /</p> <p><i>Initial provisions for environmental protection activities</i></p>	<p>охраны окружающей среды», «Об отходах производства и потребления», «О недрах», «Об охране атмосферного воздуха», Водного кодекса, Лесного кодекса /</p> <p><i>Compliance with the RF Federal Laws "On environmental protection", "On disposal of production and consumption waste", "On subsoil usage", "On air protection", the Water Code and the Forestry Code.</i></p>
51.	<p>Требования к утилизации бурового шлама /</p> <p><i>Requirements to cuttings disposal</i></p>	<p>Несколько вариантов обращения с буровым шламом.</p> <p>1. Согласно «Регламенту по использованию буровых шламов для ООО «Норд Империял».</p> <p>2. Аналогичные технологии по утилизации отходов бурения, применяемые в Томской области и на которые получено положительное заключение государственной экологической экспертизы /</p> <p><i>Several options for handling drill cuttings.</i></p> <p><i>1. According to the "Regulations on the use of drill cuttings for LLC Nord Imperial".</i></p> <p><i>2. Similar technologies for disposal of drilling waste used in Tomsk region and for which a positive conclusion was received from the state environmental review.</i></p>
52.	<p>Требования к качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции /</p> <p><i>Requirements to quality, competitiveness and environmental parameters of items</i></p>	<p>Применение новейших материалов и технологий, обеспечивающих надёжную эксплуатацию.</p> <p>Экологические требования в соответствии с нормативными документами, действующими на территории РФ и ведомственными нормативно-техническими документами Компании.</p> <p>В соответствии с требованиями ФЗ "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N7-ФЗ при выборе оборудования, технологий, методов, способов и составления опросных листов, подтверждать соответствие технических параметров оборудования, технологий, методов, способов Наилучшим Доступным Технологий (НДТ), указанным в Информационно-технических справочниках по НДТ, а также Технологическим показателям НДТ, утвержденным Приказами МПР РФ /</p> <p><i>Use of the latest materials and technologies to ensure reliable operation.</i></p> <p><i>Environmental requirements in accordance with regulatory documents in force in the Russian Federation and departmental regulatory and technical documents of the Company.</i></p> <p><i>In accordance with the requirements of Federal Law "On Environmental Protection" dated January 10, 2002 N7-FZ, when choosing equipment, technologies, methods when and making technical data sheets, confirm compliance of the technical parameters of the equipment, technologies, methods with the Best Available Technologies (BAT), specified in the Information and Technical Directories on BAT, as well as the Technological Indicators of BAT, approved by Orders of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation.</i></p>
53.	<p>Требования к технологии /</p> <p><i>Requirements to technology</i></p>	<p>В соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории РФ и ведомственными нормативно-техническими документами Компании /</p> <p><i>In accordance with the requirements of regulatory documents in force in the Russian Federation and departmental</i></p>

		<i>regulatory and technical documents of the Company.</i>
54.	Требования к режиму безопасности и гигиене труда/Requirement to occupational health and safety	Согласно действующему законодательству РФ по охране труда и ведомственными нормативно-техническими документами Компании. <i>In compliance with the current RF HSE legislation and regulatory documents of the Company.</i>
55.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий ГО и мероприятий по предупреждению ЧС / <i>Requirements to development of engineering and technical measures regarding civil defense and emergency situations</i>	Согласно действующему законодательству РФ и исходным данным ГУ МЧС России по Томской области / <i>In compliance with the current RF legislation and initial data of the RF Ministry for Emergency Situations in Tomsk region.</i>

Согласовано / Concurred by:

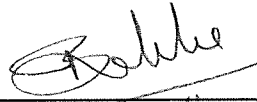
Главный финансовый директор / CFO



Чираг Порвал /
Chirag Porwal

подпись / signature

Главный советник по производству, охране труда и промышленной безопасности, бурению и капитальному ремонту скважин/
Chief Advisor for Production, HSE, Drilling and WO



Бабурео Бурاداгунта /
Baburao Buradagunta

подпись / signature
19/07/2024

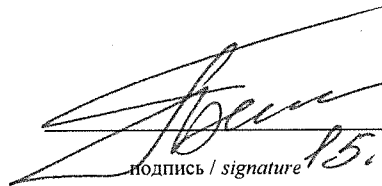
Главный советник по разведочной геологии и разработке месторождений/
Chief Advisor for Exploration & Development



Санджай Парулкар /
Sanjay Parulkar

подпись / signature

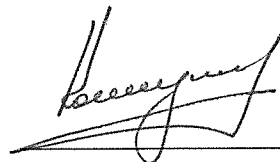
Генеральный директор
ООО "Норд Империял" /
General Director, LLC Nord Imperial



А.В. Бакланов /
A.V. Baklanov

подпись / signature
15.07.24

Главный геолог - заместитель генерального директора по разработке нефтяных и газовых месторождений ООО «Норд Империял» /
Chief Geologist - Deputy General Director for Oil and Gas Fields Development, LLC Nord Imperial



В.А. Кокунов /
V.A. Kokunov
12.07.24

подпись / signature

Таблица №3 Задание на бурение Снежное н.м.р.

Месторождение / Куст	год	№ св	Сдвиг от предыдущей	Назначение	Целевые точки	Проектный пласт	Магнитный азимут на точку входа в пласт, град	Магнитное отклонение от вертикальной линии координатной сетки, град	Отход до точки устья, м	Мощность вскрытия с учетом ЗУМП	Длина ГС, м	Абсолютная отметка кровли пласта, Т1, м	Абсолютная отметка МЗ Т.С. с учетом ЗУМП, м	Курдюр отметки, м	Глубина слуха ГПО от кровли пласта по вертикали, м	Координаты	
																с.ш.	в.д.
Снежное	204 3БГС			эксп	Устье Т1	Ю1	261.0	10.864	1957		1000	-2322	-2322	-2321.2323	100-200		
									2956								
									2922								
Снежное	148 3БГС			эксп	Устье Т1	Ю1	170.8	10.864	1311	0	800	-2330	-2344	3232.2331	100-200		
									1283								
									863								
Снежное	135 3БГС			эксп	Устье Т1	Ю1	75.4	10.864	1283	111		-2322	-2350	2397.1	100-200		
									1289								
									1289								
Снежное	147 БС			эксп	Устье Т1	Ю1	211.8	10.864	1289			-2356	-2467	2441.8	100-200		
									1289								
									1289								

Куст / Сваяжина	Цель			дX	dY	сое	отклон	азимут_град	длина_учетом_четверти	в.о. кровли, Т1	в.о. М1-М3, Т3	Мощность вскрытия с учетом ЗУМП	Длина ГС	альтудна	глубина ТМД Т1	оценочный расчет РИГ (без учета пересечений стволов)		Примечание
	X	Y	Z													Глубина МД	Средняя на ст.	
135 3БГС	428994.88	6537757.58	428990.00	835.3	217.4	0.3	865	75.41	1	-2322			500	81.7	2403.7	710	35	Боковой Горизонтальный ствол Горизонт 500м 2.МГРП ПЦД
																T3	1283.3	
148 3БГС	429068.39	6540376.35	429069.41	131.0	-811.0	-1.0	802	170.82	1	-2330			800	85.8	2415.8	1719	78	Боковой Горизонтальный ствол Горизонт 800м 4. ПП ПЦД
																T3	-1932.9	
204 3БГС	428848.84	6534478.27	424816.00	-928.9	-400.3	-0.1	826	97.78	2	-2322			1000	75.1	2397.1	1779	76	Боковой Горизонтальный ствол Горизонт 1000м 10.МГРП
																T3	-1268.3	
147 БС	428482.29	6540376.35	428184.00	-1268.3	39.7	0.0	826	88.21	2	-2356		111		85.8	2441.8	1430	60	Боковой ствол ПЦД
																T3	-1268.3	

Корнеев В.А.

