

Утверждаю / *Approved by:*
 Главный управляющий директор
 Империял Энерджи /
 CEO, Imperial Energy
Sant Gupta Сакет Гупта / *Saket Gupta*
 04/11/24

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ЗАРЕЗКУ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В СКВАЖИНАХ 144 КУСТ 2, 204 КУСТ 3, 135 КУСТ 1, 139 КУСТ 1 СНЕЖНОГО НГКМ 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ. 1.1. Предполагаемую программу работ по резке боковых стволов в скважинах 144, 204, 135, 139 Снежного НГКМ планируется выполнить согласно Графику работ скважин (Приложение № 5 к типовому договору). 1.2. Цель работ – резка боковых стволов (ЗБС) в скважинах. При этом необходимо обеспечить возможность эксплуатации и ремонта соседних скважин на кустах (согласовывается с Заказчиком с учетом специфики расположения применяемой мобильной буровой установки); завоз оборудования, материалов для бурения 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, спуск подвески хвостовика, установка нефтяной ванны, активация пакера-подвески, перевод скважин на солевой раствор), демонтаж оборудования; передача скважин в освоение; 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 Каргасокском районе. Ближайший крупный населенный пункт – село Каргасок. Населенные пункты непосредственно на площади месторождения отсутствуют. Ближайший населённый пункт п. Большая Грива расположен в 25 км восточнее месторождения. С районным центром с. Каргасок месторождение связано грунтовой автомобильной дорогой, с выходом на шоссе областного значения Каргасок-Томск. Транспортное сообщение возможно и по р.	TECHNICAL ASSIGNMENT FOR DRILLING OF SIDETRACK WELLBORES IN WELLS 144 AT PAD 2, 204 AT PAD 3, 135 AT PAD 1, 139 AT PAD 1 OF SNEZHNOYE FIELD 1. GENERAL PART. 1.1. It is planned to execute the expected work program for drilling of sidetrack wellbores in wells 144, 204, 135, 139 of Snezhnoye field in compliance with the Well Work Schedule (Attachment #5 to the Standard Contract). 1.2. The work objective is drilling of sidetrack wellbores in existing 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 mobile drilling rig location); delivery of equipment and materials for well drilling; 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, R/I with liner assembly, putting oil bath, activation of packer, conversion of well onto salt brine) equipment rigging down, handover of the wells for completion, 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 ast 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), РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах», «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Мобильная буровая установка с верхним приводом, буровое оборудование должно отвечать требованиям государственных стандартов. Для оборудования подлежащего сертификации: наличие сертификатов соответствия ГОСТ Р или сертификатов соответствия API, или Деклараций соответствия Таможенного союза требованиям Технического регламента ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержден Решением Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 года № 823 на применяемое оборудование.. 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.

4.1. В стоимость входят бурение и крепление бокового ствола скважины, приобретение материалов в том числе 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.

4.2. В стоимость не входят и обеспечиваются Заказчиком за свой счет: плата за водопользование; отвод и аренда земель; геофизические исследования при бурении, приобретение обсадных труб 114 мм с пакером-подвеской, оснасткой хвостовика и транспортировка до буровой площадки. Для формирования стоимости использовать условия типового договора (в том числе Приложения 2, 3).

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), Regulating document RD 153-39-023-97,, Rules of performing repair work in wells (workover), "Safety rules in oil and gas industry". Mobile drilling rig with top drive shall comply with state standards and requirements. Requirement for equipment subject to certification: availability of GOST R or API certificates of conformity or Declarations of compliance of the Customs Union with the requirements of Technical Regulation TR 010/2011 "On safety of machinery and equipment" approved by Decision of the Customs Union Commission dated 18.10.2011 #823 for the supplied equipment. Technical characteristics of equipment units that are 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.

4.1 Cost includes drilling and casing of sidetracked borehole, purchasing materials, including 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.

4.2. 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; geophysical surveys, including perforation, purchasing casing pipes 114 mm, with packer assembly and fittings (accessories) of the liner and transportation to the drilling site. For cost formation please use provision of the standard contract (including Attachments 2, 3)

5. ОПЛАТА ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ 5.1. 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. 5.2. 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 во время действия зимних дорог. 6.2. Начало работ по ЗБС в скважинах до 01.04.2025г., вырезка технологического окна в эксплуатационной колонне, бурение, спуск подвески хвостовика, окончание работ по демонтажу БУ и демобилизации, согласно, прилагаемого Графика ЗБС в скважинах (Приложение №5 к типовому договору). 6.3. Планируется заключение договора на оказание услуг по ЗБС в скважинах 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 зарезку боковых стволов (ЗБС), проводку горизонтальных участков в продуктивном пласте и проводку наклонно-направленных участков) в скважинах № 144 куст 2, № 204 куст 3, № 135 куст 1, № 139 куст 1 Снежного НГКМ» (Таблица 1). 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	5. PAYMENT FOR COMPLETED WORK 5.1. 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. 5.2. 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 required to stipulate mobilization of drilling equipment and materials during the winter road season. 6.2. Side-tracking in wells shall start before 01.04.2025, cutting of production casing exit, drilling, liner assembly lowering, drill unit rigging down and demobilization shall be accomplished in accordance with the attached Schedule of sidetrack drilling in wells (Attachment #5 to the Standard Contract). 6.3. It is planned to make contract for services on sidetrack drilling in wells based 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 "Technical Assignment for sidetrack drilling, drilling of horizontal laterals in pay formation and drilling of directional sections in wells Nos. 144 of Pad 2, 204 of Pad 3, 135 of Pad 1, 139 of Pad 1 of Snezhnoye field". 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.
---	---

объектах компании. 7.4. 100% обеспечение технологического процесса оборудованием, инструментом, материалами. 7.5. Полная материальная ответственность за порчу оборудования и материалов Заказчика, допущенные аварии, осложнения и браки по вине Подрядчика или его субподрядчиков. 7.6. Обеспечение фирменной спецодеждой с логотипом собственной компании. 7.7. Обеспечение культуры производства на уровне стандартов. 7.8. Наличие Положения мотивации персонала бригад на достижение конечного результата. 7.9. Заказчик оставляет за собой право возмещать убытки Подрядчика за допущенные осложнения не по вине Подрядчика. Основание: двухсторонний акт. 7.10. Обязательное наличие телефонной, электронной связи с Заказчиком. 7.11. Дополнительные работы осуществляются только по письменному решению Заказчика и оформлению дополнительного соглашения по согласованным расценкам. 7.12. Производственная деятельность в соответствии с нормативными и регламентирующими документами, согласованными с Заказчиком. 7.13. Проведение технологических операций только под руководством ИТР. 7.14. Геологическое сопровождение всех работ при ЗБС. 7.15. Предъявление по требованию Заказчика данных инструментального контроля оборудования, инструмента, грузоподъемных технических устройств. 7.16. Проживание, доставка персонала и оборудования, размещение и хранение оборудования - зона ответственности Исполнителя. 7.17. Ответственность перед Заказчиком за действия или бездействия третьей стороны (субподрядчиков). 7.18. Проживание на месторождениях (за счет Подрядчика). 7.19. Питание (за счет Подрядчика). 7.20. Доставка до рабочего места (за счет Подрядчика). 7.21. Мобилизация транспортных средств (автономия). 7.22. Ликвидация браков, аварий по вине Подрядчика проводятся за его счет. 7.23. Сбор, транспортировка, размещение, утилизация и захоронение любых видов отходов производства и потребления, образующихся в результате работы оборудования Подрядчика, осуществляется за счет Подрядчика. 7.24. Подрядчик обязан самостоятельно оформлять в установленном порядке разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу, лимиты на размещение отходов, начислять и производить платежи за негативное воздействие на окружающую среду.	7.4. 100% provision of technological processes with equipment, tools and materials. 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. 7.6. Provision with the company's special clothes with own logo. 7.7. Maintaining general industrial standards at work site. 7.8. Provide Regulation of crew personnel motivation for achievement of final result. 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. 7.10. Mandatory availability of telephone, electronic communication with the Client. 7.11. Additional operations shall be executed only basing on written approval from the Client and issuing an additional agreement and the agreed rates. 7.12. Operational activities shall comply with regulating documents, agreed with the Client. 7.13. Technological operations shall be executed only under management of engineering-technical personnel. 7.14. Provide geological supervision of all operations while sidetracking. 7.15. Upon client's requirement, provide data of instrumental monitoring of equipment, tools, hoisting equipment. 7.16. Accommodation, transportation of staff and equipment, spotting and storage of equipment – Contractor's responsibility. 7.17. Responsibility to the Client for 3rd party's/ subcontractor's activities/idleness. 7.18. Accommodation in the field – at Contractor's account. 7.19. Meals – at Contractor's account. 7.20. Delivery to work place – at Contractor's account. 7.21. Mobilization of transport equipment (field remoteness, lack of roads). 7.22. Elimination of defects and accidents caused by the Contractor shall be done at Contractor's expense. 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. 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 accrue and make payments for negative impacts on the environment.
---	---

7.25. При составлении плана работ, Подрядчик обязан руководствоваться заданием, представленным Заказчиком.	7.25. In the process of preparing work plan, the Contractor shall be guided by Assignment, provided by the Client.
7.26. 100% оснащенность бригад сертифицированными ПВО для проведения работ согласно схеме обвязки.	7.26. The contractor must provide 100% of certified BOP equipment for work execution as per installation / hookup scheme (layout).
7.27. Наличие на технологической площадке скважины тампонажной техники.	7.27. Availability of cementing equipment (units) at work site.
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.	7.28. 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. Применять гидравлические ключи с моментомерами.	7.29. Use hydraulic tongs with torque gauge.
7.30. На период спуска и крепления хвостовика предусмотреть дежурство на объекте работ главного технолога Подрядчика либо лицо его замещающего.	7.30. Ensure presence of the Contractor's chief technologist or deputy thereof during liner lowering and casing (fixation).
7.31. Спуск хвостовика проводить в присутствии представителя Заказчика.	7.31. Liner shall be lowered in presence of Client's representative.
7.32. 100% наличие на технологической площадке мобильной буровой установки с верхним приводом, комплекта аварийного инструмента, вспомогательного оборудования согласно нормативным актам, разграничительному перечню, утвержденного Заказчиком.	7.32. Provide 100% availability of mobile drilling rig with top drive, fishing tools set, auxiliary equipment at the drilling site, in compliance with normative acts, and responsibility distribution lists approved by the Client.
7.33. Оформление дела скважины согласно перечню документов, необходимых для формирования дела, общий журнал учета выполненных работ заполняется, регистрируется в гос.органах (выполняется Подрядчиком).	7.33. 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. 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.	7.34. 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. 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.	7.35. 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. Подрядчик готовит комплект документов по делу скважины и передает Заказчику не позднее 10 дней со дня окончания работ по ЗБС.	7.36. 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 sidetracking.
7.37. 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.	7.37. 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.
7.38. 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.	7.38. 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

7.39. 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. 7.40. Членство в саморегулируемой организации (СРО) в области строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства обязательно, предоставить выписку из реестра СРО.	time mode. 7.39. 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. 7.40. Mandatory membership in self-regulating organization in the sphere of construction, reconstruction, capital repair and overhaul of capital construction facilities, bidder must provide registration abstract from the self-regulating organization's register.
--	--

Таблица 1. Задание на зарезку боковых стволов (ЗБС), проводку горизонтальных участков в продуктивном пласте и проводку наклонно-направленных участков в скважинах № 144 куст 2, № 204 куст 3, № 135 куст 2, № 139 куст 1 Снежного НГКМ

Table 1. Technical Assignment for Sidetrack drilling, drilling of horizontal laterals in pay formation and drilling of directional sections in wells Nos. 144 of Pad 2, 204 of Pad 3, 135 of Pad 2, 139 of Pad 1 of Snezhnoye field

1.	Проектная документация / <i>Design documentation</i>	Задание на зарезку боковых стволов, проводку горизонтальных участков в продуктивном пласте и проводку наклонно-направленных участков скважины. План работ, составленный подрядчиком по бурению / <i>Technical Assignment for sidetrack drilling, drilling of horizontal laterals in pay formation and drilling of directional sections. Work plan made by the drilling contractor</i>
2.	Месторождение (площадь) / <i>Field (prospect)</i>	Снежное нефтегазоконденсатное месторождение / <i>Snezhnoye oil and gas condensate field</i>
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.		
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, water injection for formation pressure maintenance</i>
6.	Номер скважин / <i>Well number</i>	144 куст 2, 204 куст 3, 135 куст 1, 139 куст 1 / <i>144 of Pad 2, 204 of Pad 3, 135 of Pad 2, 139 of Pad 1</i>
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 бокового ствола, углубление) / <i>Directional (deviated), with horizontal section (sidetracking and drilling of lateral wellbore, deepening)</i>
8.	Тип буровой установки / <i>Drilling rig type</i>	Мобильная буровая установка грузоподъемностью в соответствии с расчетом, оснащенная верхним приводом / <i>Mobile drilling rig with load capacity according to calculation with top drive.</i>
9.	Вид привода буровой установки / <i>Type of rig drive</i>	1. ДВС мобильной буровой установки; 2. Электроэнергия. Вторая категория электроснабжения / 1. <i>Diesel engine of the mobile drilling rig;</i> 2. <i>Electric power supply – power supply category II.</i>
10.	Способ бурения / <i>Drilling mode</i>	Роторный, турбинный, роторно-управляемая система (РУС) при бурении горизонтальной секции бокового ствола по требованию Заказчика / <i>Rotary, turbine, rotary-steerable system (RSS) for drilling the horizontal section of a sidetrack at the Customer's request</i>
11.	Объем подготовительных работ к строительству скважин. <i>Pre-drilling preparations</i>	Мелкоблочный монтаж - демонтаж. Вырезка окна в эксплуатационной колонне 168 мм и бурение бокового горизонтального и наклонно-направленного ствола / <i>Modular rig-up/rig down; 168 mm production exit. And drilling of a lateral horizontal section and directional wellbore section.</i>
12.	Проектный горизонт, индекс пласта, глубина кровли эксплуатационного объекта по а.о.,м./	Наунакская + Тюменская свиты, пласты Ю01/1-2, Ю02, Ю03 2333 – средняя по 4-м скважинам /

	<i>Target formation, formation index, top of formation subsea depth</i>	<i>Naunak + Tyumen formations, formations J1/1-2, J2, J3; 2333 – average for 4 wells</i>			
13.	Глубина скважины (нового ствола) по а.о, м (точка Т3) / <i>New bore hole subsea depth, m (point T3)</i>	Скв 144 -2344 (с горизонтальным окончанием), Скв 204 -2340 (с горизонтальным окончанием), Скв 135 -2350 (с горизонтальным окончанием), Скв 139 -2361 (наклонно-направленная) / <i>Well 144 -2344 (with horizontal section), Well 204 -2340– well with horizontal section, Well 135 -2350 (with horizontal section), Well 139 -2361 (directional (deviated) well)</i>			
14.	Глубина скважины (нового ствола) по стволу, м (Т3) / <i>New bore hole MD, m (T3)</i>	Скв.144 1500/ <i>well # 144</i> 1500	Скв.204 1550 / <i>well # 204</i> 1550	Скв.135 1810 / <i>well # 135</i> 1810	Скв.139 1850 / <i>well # 204</i> 1850
		Уточняется расчётами подрядчика по бурению / <i>To be updated based on calculations made by the drilling contractor</i>			
15.	Альтитуда стола ротора (пробуренной скважины), м / <i>Rotary table elevation (drilled well), m</i>	Скв.144 85,83 / <i>well # 144</i> 85.83	Скв.204 75,15 / <i>well # 204</i> 75.15	Скв.135 81,7 / <i>well # 135</i> 81.7	Скв.139 81,2 / <i>well # 204</i> 81.2
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>	7,41 / 7.41	10,65 / 10.65	4,1 / 4.1	5,42 / 5.42
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 (casing 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.144 / <i>well # 144</i> 57 1001 2632 57 1001 2632	Скв.204 / <i>well # 204</i> 56,63 1249 3227,6 56.63 1249 3227.6	Скв.135 / <i>well # 135</i> 52 1870 2660 52 1870 2660	Скв.139 / <i>well # 139</i> 46.1 1142 3006 46.1 1142 3006
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, max -Участок стабилизации, м -Участок набора зенитного угла -Интенсивность снижения зенитного угла, град/10м, max / <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.	Техническое состояние пробуренной скважины: -наличие давления в межколонном пространстве -состояние обсадной колонны -состояние цементного камня: высота подъёма цемента, м: -за кондуктором; -за экспл. колонной -интервал установки изоляционного цементного моста (по вертикали) / <i>Technical condition of drilled well:</i> <i>Pressure in tubing-casing annulus</i> <i>Csg string condition</i> <i>Cement quality</i> <i>-Cement height behind surface csg</i> <i>-Behind production csg</i> <i>- Interval of setting of isolation cement plug in string, m (TVD)</i>	Скв.144/ well # 144 отсутствует герметичная устье 321 по расчету/ <i>none</i> <i>no leakage</i> <i>wellhead</i> 321 <i>calculation</i>	Скв.204/ well # 204 отсутствует герметичная 11 11 по расчету/ <i>none</i> <i>no leakage</i> 11 11 <i>calculation</i>	Скв.135/ well # 135 отсутствует герметичная 569 1600 по расчету/ ПВР пл.Б12 в инт. 2235- 2243, РИР <i>none</i> <i>no leakage</i> 569 1600 <i>calculation</i> <i>perf. B12</i> <i>formation</i> <i>in 2235-</i> <i>2243,</i> <i>isolated</i>	Скв.139/ well # 139 отсутствует герметичная устье 246 по расчету ПВР пл.Б12 в инт.2713,2- 2715,2, РИР <i>none</i> <i>no leakage</i> <i>wellhead</i> 246 <i>calculation</i> <i>perf. B12</i> <i>formation</i> <i>in 2713.2-</i> <i>2715.2,</i> <i>isolated</i>
20.	Глубина забуривания нового ствола по стволу, м / <i>Depth of drilling new wellbore, MD, m</i>	Скв.144 1850 / well # 144 1850	Скв.204 2600 / well # 204 2600	Скв.135 1500 / well # 139 1500	Скв.139 / 1400 well # 135 1400
		Уточняется расчётами подрядчика по бурению / <i>To be updated based on calculations made by the drilling contractor</i>			
21.	Толщина стенки эксплуатационной колонны в точке зарезки, мм / <i>Production casing pipe wall thickness at the drill start point (at sidetrack start point), mm</i>	8,9 / 8.9			
22.	Параметры бокового ствола: -диаметр хвостовика, мм; -глубина спуска хвостовика по стволу, м -угол входа в пласт, град; -максимально допустимый зенитный угол бокового ствола, град; -плановое отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного пласта, м; -глубина горизонтального участка по а.о, м; -длина горизонтального участка (фильтров), м; -азимут магнитный горизонтального участка, град. (по гриду). В соответствии с заданием на бурение боковых стволов Снежное н.м.р.	Скв.№144 114 уточняется расчётами подрядчика по бурению до 90 90 546 -2338 (Т1) 600 100,29	Скв.№204 114 уточняется расчётами подрядчика по бурению до 90 90 2141 -2325 (Т1) 600 99,9	Скв.№135 114 уточняется расчётами подрядчика по бурению до 90 90 863 -2322 (Т1) 500 75,41	Скв.№139 114 уточняется расчётами подрядчика по бурению - - 1535 -2352 (Т1) - -

	<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). As per the Technical Assignment for drilling of sidetrack wellbores in wells of Snezhnoye field	<i>Well 144</i> 114 to be updated by contractor's calculations up to 90 90 546 -2338 (T1) 600 100.29	<i>Well 204</i> 114 to be updated by contractor's calculations up to 90 90 2141 -2325 (T1) 600 99.9	<i>Well 135</i> 114 to be updated by contractor's calculations up to 90 90 863 -2322 (T1) 500 75.41	<i>Well 139</i> 114 to be updated by contractor's calculations - - 1535 -2352 (T1) - -
23.	Радиус круга допуска точки входа в продуктивный пласт, м / Radius of tolerance circle for the entry point into the productive formation, m.	25 / 25			
24.	Методы контроля за проводкой ствола скважины / Drilling control methods	Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи с модулем ГК или аналоги с LWD / Telemetry system with hydraulic communication channel with main control module or analogues with LWD			
25.	Станция ГТИ / Drilling process monitoring station with on-line translation to office Client	Станция мониторинга процесса бурения CMS или аналогичные станции ГТИ / Mud logging station with possibility to transfer data to the Client's office			
26.	Тип бурового раствора (естественный, глинистый, полимерный, биополимерный и т.д.), реагенты для обработки / Type of drilling mud (natural, clay, polymer, bio-polymer, etc.), chemicals for mud conditioning	Полимерный ингибированный Flo-Pro, утяжелитель – мел (CaCO ₃) / Potassium chloride mud based on water. Colmatant – chalk stone (CaCO ₃)			
27.	Способ зарезки бокового ствола / Side tracking method	Вырезка технологического окна с использованием однозаходного клина отклонителя без опоры на цементный мост / Installation of whipstock in 168mm production casing			
28.	Типоразмеры долот и забойных двигателей / Type/size of bits and mud motors	5 3/4 SL51ASFHP БИТ 146 БТ 613 Н		ДРУ 127, Д127. ПН-89 мм ВЗД Weatherford 5” (аналоги)	
29.	Тип и количество буровых насосов / Mud pumps	F-500, СИН-63, SPM-600, Триплекс, СИН - 61-2 шт. или аналоги / F-500, SIN-63, SPM-600, triplex, SIN 61 – 2 units, or analogues			
30.	Система очистки бурового раствора / Solids control system	4-х ступенчатая, безамбарная, без блока флокуляции / 4-stage, pitless, c/w flocculation module			
31.	Объекты и интервалы отбора керна / Coring	Не предусматривается / not required			
32.	Тип установки для освоения Completion rig	По расчёту (АПР-60/80, УПА-100) или аналоги / As per design (UPA-60/80, UPA-100 or analogues			
33.	Конструкция забоя скважины (открытый	1. Не цементируемый		хвостовик Ø114мм	

	забой, фильтр, перфорированная колонна или хвостовик и др.) / <i>Well design (open bore hole, screen liner, perforated csg or liner, etc.)</i>	подвешиваемый на гидромеханическом пакере с полированным штоком с герметизирующим устройством (стингер) и разобщением горизонтального участка на зоны разбухающими заколонными пакерами и сдвижными муфтами ГРП с растворимыми шарами. Длина max 1000 м. 2. Цементируемый хвостовик Ø114мм подвешиваемый на гидромеханическом пакере с полированным штоком с герметизирующим устройством (стингер) с зоной цементирования от башмака до ПХЦ. Длина max. 1850 м / <i>1. Non-cemented liner Ø114mm hanging on a hydromechanical packer with polished rod with sealing device (stinger) and separation of the horizontal section into zones by swellable outer-casing packers and sliding hydraulic fracturing sleeves with soluble balls. Length max. 1000m.</i> <i>2. Cemented Liner Ø114mm hanging on a hydromechanical packer with polished rod with sealing device (stinger) with cementing zone from shoe to liner hanger. Length max. 1850 m.</i>
34.	Интервал цементирования / <i>Cementing interval</i>	Цементируемый хвостовик Ø114мм подвешиваемый на гидромеханическом пакере с полированным штоком с герметизирующим устройством (стингер) с зоной цементирования от башмака до ПХЦ Длина max. 1850 м / <i>Cemented Liner Ø114mm hanging on a hydromechanical packer with polished rod with sealing device (stinger) with cementing zone from shoe to liner hanger. Maximum length is 1850 m.</i>
35.	Глубина подвески головы хвостовика, м / <i>Liner hanger setting depth, m</i>	Установка подвески хвостовика на 75 м выше технологического окна в эксплуатационной колонне с учётом возможности установки дополнительного разбухающего пакера / <i>Liner hanger to be set at 75 m. above the production casing exit, with a provision for setting an additional swelling packer</i>
36.	Объекты освоения в колонне / <i>Target objects</i>	Пласты Ю1/1-2, Ю2, Ю3 / <i>Formations J1/1-2, J2, J3</i>
37.	Условия вторичного вскрытия пласта (на репрессии, на депрессии). <i>Perforation (overbalanced, underbalanced)</i>	На репрессии, солевой раствор KCL (расчётной плотности). Гибридный ГРП / <i>Overbalanced, KCL (density as per design), hybrid frac</i>
38.	Способ вызова притока / <i>Flow stimulation</i>	ГНКТ, ЭЦН / <i>CTU, ESP</i>
39.	Методы интенсификации притока (кислотная обработка, ГРП и т.д.) / <i>Flow intensification (acidizing, frac)</i>	Гибридный ГРП. По результатам бурения и каротажа дизайн ГРП может быть изменён. <i>Hybrid frac. Basing on drilling results and logging, frac design can be amended.</i>
40.	Способ эксплуатации, интервал установки насосного оборудования / <i>Mode of operation, interval of ESP setting</i>	УЭЦН, 100-200 м выше узла подвески 114 мм хвостовика / <i>ESP, 100-200m above 114mm liner hanger</i>
41.	Комплекс ГИС / <i>Logging complex</i>	В интервале хвостовика ГТИ (включая газовый каротаж и отбор шлама), автономный комплекс в одной сборке: ВИКИЗ, РК (ГК, НКТ), АК, инклинометр- от 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,</i>

		<i>inclinometer – production csg to bottom hole (Customer). GR c/w MWD (Contractor).</i>
42.	Оборудование устья скважин / <i>Well head equipment</i>	Обвязка колонная: сскв. № 144; № 139 ОКК1-21-168х245 ХЛ; сскв. № 204 СНМ1-21.01АА сскв. № 135 ОКО 21-324х245х168/146 ПВО: ПУГ-180х21, ППГ-180х21 или их аналоги – при бурении. 1ППС-2ФТ 152х21 при освоении. Фонтанная арматура: сскв. № 144; № 139 АФК 1Э-65х21; сскв. № 204 ТН.ХТ-65.21.01АА сскв. № 135 АФК1-65х35 / <i>Casing pipe connections (hookups):</i> <i>well No. 144; No. 139 OKK1-21-168x245 HL;</i> <i>well No. 204 - SNM1-21.01AA</i> <i>well No. 135 - OKO 21-324x245x168/146</i> <i>BOPs: PUG-180x21, PPG-180x21 or their analogues - during drilling.</i> <i>BOP 1PPS-2FT 152x21 during well completion.</i> <i>Christmas tree fittings:</i> <i>well No. 144; No. 148 - AFK 1E-65x21;</i> <i>well No. 204 - TN.HT-65.21.01AA</i> <i>well No. 135 - AFK1-65x35</i>
43.	Источник электроснабжения / <i>Power supply</i>	Бурение - ДЭС Подрядчика. Для собственных нужд предусмотреть подключение к существующим КТПН- 7 2х630 кВА куста № 1 Снежного месторождения; КТПН- 8 2х1000 кВА куста № 2 Снежного месторождения; КТПН - 9 2х1000 кВА куста № 3 Снежного месторождения / <i>Drilling – Contractor's diesel power generator. For own needs, stipulate connection to existing transformer substations:</i> <i>KTPN-7, 2 x 630 kVA, pad No. 1, Snezhnoye field;</i> <i>KTPN-8, 2 x 1,000 kVA, pad No. 2, Snezhnoye field;</i> <i>KTPN-9, 2 x 1,000 kVA, pad No. 3, Snezhnoye field.</i>
44.	Источник водоснабжения / <i>Water supply</i>	Привозная техническая вода. Расстояние максимальное – 10 км с УПН Снежного месторождения Питьевая вода привозная – 10 км с жилого городка Снежного месторождения / <i>Delivered process (technical) water. Distance max. – 10 km from Snezhnoye camp .</i> <i>Delivered drinking water – 10 km from the camp of Snezhnoye field</i>
45.	Источник теплоснабжения <i>Heat supply</i>	ППУ или парогенераторная установка и воздухонагреватели электрические / <i>Steam generating trucks or units and electrical heaters</i>
46.	Связь / <i>Communication</i>	Обязательно наличие спутниковой и радиосвязи / <i>Mandatory satellite and radio communication</i>
47.	Схема транспортировки грузов и вахт / <i>Scheme for transportation of cargo and crews</i>	Предоставляется Заказчиком / <i>To be provided by the Client</i>
48.	Схема расстановки грузов и вахт / <i>Cargo and crew layout</i>	Типовая / <i>Typical (standard)</i>
49.		
	Исходные положения для разработки	Соблюдение Федеральных Законов РФ «Об охране

	мероприятий по охране окружающей среды / <i>Initial provisions for environmental protection activities</i>	окружающей среды», «Об отходах производства и потребления», «О недрах», «Об охране атмосферного воздуха», Водного кодекса, Лесного кодекса / <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>
51.	Требования к утилизации бурового шлама / <i>Requirements to cuttings disposal</i>	Несколько вариантов обращения с буровым шламом. 1. Согласно «Регламенту по использованию буровых шламов для ООО «Норд Империял». 2. Аналогичные технологии по утилизации отходов бурения, применяемые в Томской области и на которые получено положительное заключение государственной экологической экспертизы / <i>Several options for handling drill cuttings.</i> <i>1. According to the "Regulations on the use of drill cuttings for LLC Nord Imperial".</i> <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>
52.	Требования к качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции / <i>Requirements to quality, competitiveness and environmental parameters of items</i>	Применение новейших материалов и технологий, обеспечивающих надёжную эксплуатацию. Экологические требования в соответствии с нормативными документами, действующими на территории РФ и ведомственными нормативно-техническими документами Компании. 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 Технологиям (НДТ), указанным в Информационно-технических справочниках по НДТ, а также Технологическим показателям НДТ, утвержденным Приказами МПР РФ / <i>Use of the latest materials and technologies to ensure reliable operation.</i> <i>Environmental requirements in accordance with regulatory documents in force in the Russian Federation and departmental regulatory and technical documents of the Company.</i> <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>
53.	Требования к технологии / <i>Requirements to technology</i>	В соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории РФ и ведомственными нормативно-техническими документами Компании / <i>In accordance with the requirements of regulatory documents in force in the Russian Federation and departmental</i>

		<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

Рахул Милинд Пураник /
Rahul Milind Puranik

подпись / signature

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


02/12/2024

Бабурео Буратагунта /
Baburao Buradagunta

подпись / signature

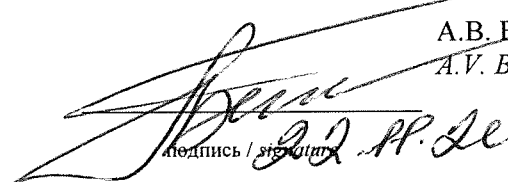
Главный советник по разведочной геологии и разработке месторождений/
Chief Advisor for Exploration & Development


02/12/2024

Санджай Парулкар /
Sanjay Parulkar

подпись / signature

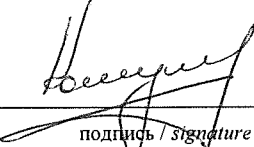
Генеральный директор
ООО "Норд Империял" /
General Director, LLC Nord Imperial


02.12.2024

А.В. Бакланов /
A.V. Baklanov

подпись / signature

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


11.11.2024

В.А. Кокунов /
V.A. Kokunov

11.11.2024.

подпись / signature


11.11.2024.

