

Утверждаю /

Administratively approved by:

Главный управляющий директор

ООО "Норд Империял"/

CEO, LLC "Nord Imperial"



С. Дурга Прасад / S. Durga Prasad

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА
РЕКОНСТРУКЦИЮ СКВАЖИН №574, 682
КУСТ 1
Майского НМР**

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.

1.1. Предполагаемую программу работ по реконструкции скважин № 574 и скв.682 (зависит от результатов бурения скв.574) Майского нмр. планируется выполнить согласно Графика строительства скважин (приложение №5 к типовому договору).

1.2. Цель работ – реконструкция скважин. При этом необходимо обеспечить возможность эксплуатации и ремонта соседних скважин на кусту (согласовывается с Заказчиком с учетом специфики расположения применяемой буровой установки); завоз оборудования, материалов для бурения и испытания скважины; 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, демонтаж фильтровой части не менее 100м (скв.682,574), бурение боковых стволов, работ по переводу скважин на солевой раствор; передача скважины в освоение, демонтаж оборудования; демобилизации; 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.

Дорожное сообщение: зимой – временные зимние автодороги. В период навигации – водный транспорт с дальнейшей доставкой грузов вертолетами. В остальное время года – воздушное (вертолетное) сообщение.

**TECHNICAL ASSIGNMENT FOR
CONSTRUCTION OF WELLS #574, 682 PAD
1 MAISKOYE FIELD**

1. GENERAL PART.

1.1. It is planned to execute the suggested work program on reconstruction of well # 574 and 682 (Depending on the results of drilling well # 574).

1.2. Maiskoye field in compliance with the Schedule of well construction (Attachment #5 to the Standard Contract).

1.3. The work objective is reconstruction of wells. While implementing this project, it is necessary to provide possibility of operation the neighbor 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, removal of screen liner – not less than 100 meters (wells 682, 574), side tracking lateral bore holes, wells displacement with brine, removal; wells 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.

Road communication: in winter – temporary winter roads. During the navigation period – water transport with further cargo delivery by helicopters. During other year seasons – by air (helicopter delivery).

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 боковых стволов скважин, 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, в том числе перфорация, приобретение обсадных труб, НКТ, ОКК, АФК и транспортировка до буровой площадки.

Для формирования стоимости использовать условия типового договора (в том числе

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 specification Contract, "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 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 lateral well bores, 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.

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

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.

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 24 января 2017 года.

6.2. Начало работ по ЗБС скважины, бурение, спуск и цементирование эксплуатационной колонны, освоение (испытание), окончание работ по демонтажу Б.У. и демобилизации, согласно, прилагаемого Графика строительства 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

7.4. Соблюдение и выполнение стандартов

7.5. 100% обеспечение технологического процесса оборудованием, инструментом, материалами.

7.6. Полная материальная ответственность за порчу оборудования и материалов Заказчика,

5. PAYMENT FOR COMPLETED WORK

Payments for executed work shall be effected by the Client on monthly basis within 45 calendar days after acceptance of Act of completed work, under condition of providing the following documents:

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

The Client's payment liability is considered fulfilled after the moment of monetary assets charge-off from his clearance 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 by January 24, 2017.

6.2. Work start on side tracking, drilling, production casing lowering and cementing, well testing, drilling rig rigging down and demobilization as per the attached Schedule of well construction (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

7.4. Adhering standards

7.5. 100% provision of technological processes with equipment, tools and materials

7.6. Complete material responsibility for damaging Client's equipment and materials, incidents, complications and defective work due to

допущенные аварии, осложнения и браки по вине Подрядчика или его субподрядчиков.

7.7. Обеспечение фирменной спецодеждой с логотипом собственной компании.

7.8. Обеспечение культуры производства на уровне стандартов

7.9. Наличие Положения мотивации персонала бригад на достижение конечного результата.

7.10. Заказчик оставляет за собой право возмещать убытки Подрядчика за допущенные осложнения не по вине Подрядчика. Основание: двухсторонний акт.

7.11. Обязательное наличие телефонной, электронной связи с Заказчиком.

7.12. Дополнительные работы осуществляются только по письменному решению Заказчика и оформления дополнительного соглашения по согласованным расценкам.

7.13. Производственная деятельность в соответствии с нормативными и регламентирующими документами, согласованными с Заказчиком.

7.14. Проведение технологических операций только под руководством ИТР.

7.15. Геологическое сопровождение всех работ при бурении и испытании скважин.

7.16. Предъявление по требованию Заказчика данных инструментального контроля оборудования, инструмента, грузоподъемных технических устройств.

7.17. Станция контроля параметров бурения с трансляцией on-line в офис Заказчика данных;

7.18. Проживание, доставка персонала и оборудования, размещение и хранение оборудования - зона ответственности Исполнителя.

7.19. Ответственность перед Заказчиком за действия или бездействия третьей стороны (субподрядчиков).

7.20. Проживание на месторождениях (за счет Подрядчика).

7.21. Питание (за счет Подрядчика).

7.22. Доставка до рабочего места (за счет Подрядчика).

7.23. Мобилизация транспортных средств (автономия).

7.24. Ликвидация браков, аварий по вине Подрядчика проводятся за его счет.

7.25. Сбор, транспортировка, размещение, утилизация и захоронение любых видов отходов производства и потребления, образующихся в результате работы оборудования Подрядчика, осуществляется за счет Подрядчика.

7.26. Подрядчик обязан самостоятельно оформлять в установленном порядке разрешения на выброс загрязняющих веществ в атмосферу, лимиты на размещение отходов, начислять и производить платежи за негативное

contractor's or his subcontractors' fault.

7.7. Provision with the company's special clothes with own logo.

7.8. Maintaining general industrial standards at work site

7.9. Provide Regulation of crew personnel motivation for achievement of final result.

7.10. The Client reserves right to reimburse Contractor's losses suffered due to complications, which occurred not due to Contractor's fault. Grounds – bilateral act.

7.11. Mandatory availability of telephone, electronic communication with the Client.

7.12. Additional operations shall be executed only basing on written approval from the Client and issuing an additional agreement and the agreed rates.

7.13. Operational activities shall comply with regulating documents, agreed with the Client.

7.14. Technological operations shall be executed only under management of engineering-technical personnel.

7.15. Provide geological supervision of all operations while wells drilling and testing.

7.16. Upon client's requirement, provide data of instrumental monitoring of equipment, tools, hoisting equipment.

7.17. Drilling process monitoring station with on-line translation to office Client.

7.18. Accommodation, transportation of staff and equipment, spotting and storage of equipment – Contractor's responsibility.

7.19. Responsibility to the Client for 3rd party's/subcontractor's activities/idleness.

7.20. Accommodation in the field – at Contractor's account.

7.21. Meals – at Contractor's account.

7.22. Delivery to work place – at Contractor's account.

7.23. Mobilization of transport equipment (field remoteness, lack of roads).

7.24. Rectification of faults/defects, occurring at Contractor's fault – to be done at Contractor's fault.

7.25. Gathering, transportation, management, disposal and burying of industrial and household wastes, generated during Contractor's operations.

7.26. The Contractor must acquire as per established procedure permits for emissions, wastes storage limits, charge and effect payments for harmful environment impact.

воздействие на окружающую среду. 7.27. При составлении плана работ, Подрядчик обязан руководствоваться заданием, представленным Заказчиком. 7.28. 100% оснащенность бригад сертифицированными ПВО для проведения работ согласно схеме обвязки. 7.29. Наличие на технологической площадке скважины тампонажной техники для цементирования обсадных колонн не менее 3-х ЦА-320, УО-16 или УС6- 30, БМ-700, станции контроля цементирования КСКЦ. (по согласованию с Заказчиком допускается использование цементировочных комплексов) 7.30. Применить для крепления эксплуатационных колонн данных скважин башмаки и обратные клапана фирмы TOP-CO LP. 7.31. Обеспечить центрирование эксплуатационной колонны не ниже 80% в интервалах продуктивных пластов, применять турбулизаторы. 7.32. 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 эксплуатационной колонны. 7.33. При использовании муфт ступенчатого цементирования использовать услуги сервисного инженера от завода-изготовителя. 7.34. Применить 2-х пробочную цементировочную головку. 7.35. Разработать и согласовать с Заказчиком схему обвязки скважины при проведении цементации. 7.36. Осуществить контроль за приготовлением тампонажных смесей на основе «свежего» цемента (предоставить подтверждающие документы по используемым материалам). 7.37. Обеспечить условия хранения тампонажных смесей на буровой площадке (не более чем в 3-х рядных строениях, сверху укрыть бурукрытием, настил гидроизолировать полиэтиленовой пленкой или бур укрытием) 7.38. Обеспечить в схеме обвязки осреднительную емкость. 7.39. Применить гидравлические ключи с моментомерами. 7.40. На период крепления скважин эксплуатационной колонной предусмотреть дежурство на объекте работ главного технолога Подрядчика либо лицо его замещающего. 7.41. Спуск обсадных колонн проводить в присутствии представителя Заказчика. 7.42. Технологическую оснастку для эксплуатационных скважин завести заблаговременно до спуска обсадной колонны для своевременной ревизии. (По согласованию возможно использование TOP-CO оснастки	7.27. In the process of preparing work plan, the Contractor shall be guided by Assignment, provided by the Client. 7.28. The contractor must provide 100% of certified BOP equipment for work execution as per installation scheme. 7.29. Availability of cementing equipment at work site for cementing casing in amount of not less than 3 cementing units CA-320, 2 SMN-20 or USO-30 units, 2 FSM-7, cement control stations KSKC (upon agreement with the Client it is allowable to use cement complexes) 7.30. For production casing use shoes and check valves, manufactured by company TOP-CO LP. 7.31. Provide not less than 80% of production string centralizing in the intervals of oil bearing reservoirs, use turbulizers. 7.32. 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 running in production casing. 7.33. During usage of cement stage collars, use manufacturer's service engineer services. 7.34. Use 2-plug cementing head. 7.35. Design and agree with the Client scheme of well make-up during cement job. 7.36. Provide control over mixing oil cement slurries based on "fresh" cement (provide support documents for used materials). 7.37. Provide appropriate conditions for cement slurry at drilling site (not more than 3-row facilities, provide top cover with tarp, provide flooring hydroinsulation with plastic film or tarp) 7.38. Provide cement surge tank in the scheme of cementing facilities 7.39. Use hydraulic tongs with torque gauge. 7.40. For the period of well casing with production csg, provide Contractor's chief technologist or his deputy on duty. 7.41. Production casing shall be lowered in presence of Client's representative. 7.42. Technological accessories for development wells shall be delivered in timely manner prior to lowering in casing string, in order to provide its timely inspection (upon agreement, it is possible to use Client's TOP-CO csg equipment)
--	---

обсадных колонн Заказчика) 7.43. 100% наличие на технологической площадке бурового оборудования, комплекта аварийного инструмента, вспомогательного оборудования согласно нормативным актам , разграничительному перечню, утвержденного Заказчиком. 7.44. Оформление дела скважины согласно перечню документов, необходимых для формирования дела, общий журнал учета выполненных работ заполняется, регистрируется в гос.органах (выполняется Подрядчиком) . 7.45. 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. 7.46. 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. 7.47. Подрядчик ведет первичный учет добытой воды с предоставлением ежемесячного отчета Заказчику не позднее 3 (третьего) числа месяца, следующего за отчётным. 7.48. Подрядчик ведет систематические наблюдения динамического и статического уровней водозаборной скважины с предоставлением Заказчику ежеквартальных сведений о режимных наблюдениях за скважиной. 7.49. Подрядчик ведет систематические наблюдения за качеством воды путем отбора проб на химический и бактериологический 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 строительству скважины и ежегодно, не позднее 15 января, Подрядчик передаёт все материалы по наблюдениям Заказчику.	7.43. Provide 100% availability of drilling tools, fishing tools set, auxiliary equipment at the drilling site, in compliance with normative acts, responsibility limits, approved by the Client. 7.44. Compilation of well file shall be done as per list of documents, required for well file. General operations log to be filled in and registered with state authorities (Contractor's responsibility). 7.45. The contractor shall sign and observe the Agreement on cooperation in sphere of HSE and fire safety and rules of accommodation in the Client's field camps. 7.46. 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. 7.47. 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. 7.48. The Contractor shall systematically monitor dynamic and static levels of water supply well, providing the Client quarterly reports on well work mode monitoring. 7.49. The Contractor shall provide systematic control over water quality by sampling water for chemical and bacteriological analysis as per 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 construction, and every year, not later than January 15th, the Contractor shall provide all monitoring information to the Client.
--	---

Таблица 1. Задания на реконструкцию объекта/ Table 1 Assignment for object reconstruction
ЗБС скважин №682, №574 Куст 1 Майского нефтяного месторождения
Technical assignment for side tracking in wells 682, 574, pad 1 Maiskoye field

1.	Проектная документация/Design documentation	Проект/Project design
2.	Месторождение (площадь)/Field (prospect)	Майское нефтяное месторождение <i>Maiskoye oilfield</i>
3.	Месторасположение месторождения (область район)/Location of the field (region)	Россия, Томская область, Каргасокский район/ <i>Russia, Tomsk region, Kargasok district</i>
4.	Цель бурения (добыча нефти, нагнетание воды, и т.д.) Drilling purpose (oil production, water injection etc.)	Эксплуатационные. Восстановление проектных показателей по добыче нефти / <i>Development drilling. Recovery of designed oil production indicators</i>
5.	Номера скважин/ Well numbers	Куст №1 Майское м-е, скв. № 682, 574 <i>Maiskoye pad 1, wells 682, 574</i>
6.	Вид скважин (вертикальные, наклонно-направленные, пологие, горизонтальные и т.д.). Type of well (vertical, directional, inclined, horizontal, etc.)	Наклонно-направленная с горизонтальным окончанием. (Зарезка и бурение второго ствола, углубление). <i>Directional, with horizontal bore hole – side tracking and drilling a lateral hole, well deepening</i>
7.	Тип буровой установки Drilling rig type	Мобильные буровые установки грузоподъемностью 160-200 тонн ("SATVIA TB1600", ZJ или аналоги). <i>Mobile drilling rigs with load capacity 160-200 ton ("SATVIA TB1600", ZJ, or analogues).</i>
8.	Вид привода буровой установки Type of rig drive	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>
9.	Способ бурения Drilling mode	Роторный, турбинный <i>Rotary, turbine</i>
10.	Объем подготовительных работ к строительству скважин. Pre-drilling preparations	Мелкоблочный монтаж - демонтаж. Извлечение пакера-подвески хвостовика ПХН-114 и части хвостовика 114 мм, на 20-30 м ниже башмака эксплуатационной колонны. <i>Modular rig-up/rig down; Retrieval of packer liner hanger PHN-114 and part of 114mm liner 20-30m below production csg shoe;</i>
11.	Проектный горизонт, индекс пласта, глубина кровли эксплуатационного объекта по а.о., м.	Тюменская свита, пласт Ю ₁₄₋₁₅ 2827

	Target formation, formation index, top of formation subsea depth	Tyumen, J14-15, 2827m	
12.	Глубина скважины (нового ствола) по а.о, м. New bore hole subsea depth, m	2860	
13.	Глубина скважины (нового ствола) по стволу, м. New bore hole MD, m	4550 (Уточняется расчётами в проекте) <i>To be clarified by design calculation</i>	
14.	Альтитуда стола ротора (пробуренная скважина), м Rotary table elevation (drilled well), m	137	
15.	Высота стола ротора от уровня земли (пробуренной скважины), м Drilled well rotary table height from ground, m	10,5	
16.	Конструкция пробуренной скважины, (диаметр обсадных колонн и глубина их спуска по вертикали /(по стволу), м: -направление Ø 324*9,5мм; -кондуктор Ø 245*7,9мм; -экспл. колонна Ø 168,3*8,9мм -хвостовик Ø114*7,4мм фильтр нецементируемый (интервал) Well design (csg diameters, setting depths TVD/MD -conductor Ø 324mm*9.5mm; -surface csg Ø 245mm*7.9mm; -production csg Ø 168,3mm*8.9mm; -liner 114mm*7.4mm, screen Non-cemented interval	Скв.№682 54,5/ 54,5 1002,7/ 1087 2965 / 3550 2954-2991/(3491,1-4063) <i>well №682</i> 54,5/ 54,5 1002,7/ 1087 2965 / 3550 2954-2991/(3491,1-4063)	Скв.№574 55,5/55,5 1000 /1063 2966/3470 2956.6-2982/(3414,7-4110) <i>well №574</i> 55,5/55,5 1000 /1063 2966/3470 2956.6-2982/(3414,7-4110)
17.	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 набора зенитного угла, град/10м, max Well profile (average), vertical parameters: - Profile type - Vertical section, m - Angle build-up section, m - Dog leg severity, deg/10m, max - Stabilization section, m - Angle build-up section, m - Dog leg severity, deg/10m, max	Скв.№682 Многоинтервальный 0-290 290-930 1,607 930-2990 2990-3550 3,646 <i>well №682</i> <i>multi-interval</i> 0-290 290-930 1,607 930-2990 2990-3550 3,646	Скв.№574 Многоинтервальный 0-210 210-500 3,018 500-2670 2670-3410 3,185 <i>well №574</i> <i>multi-interval</i> 0-210 210-500 3,018 500-2670 2670-3410 3,185

18.	Техническое состояние пробуренных скважин: -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) Technical condition of drilled wells: Pressure in tubing-casing annulus Csg string condition Cement quality -Cement height behind surface csg -Behind production csg Interval of setting isolation cement plug in string, m (TVD)	Скв.№682 отсутствует герметичная до устья 178 по расчёту <i>well №682 none tight</i> <i>up to wellhead 178 as per design</i>	Скв.№574 отсутствует герметичная до устья по расчёту <i>well №574 none tight</i> <i>up to wellhead as per design</i>
19.	Глубина забуривания нового ствола по вертикали, м Kick-off point, TVD, m	Скв №682 2965 (уточняется расчётами/ <i>to be clarified in design</i>)	Скв№ 574 2966
20.	Параметры бокового ствола: -диаметр хвостовика, мм; -максимально допустимый зенитный угол бокового ствола, град; -длина горизонтального участка (фильтров), м; -пространственная интенсивность набора зенитного угла, град/10м, max -глубина по стволу Lateral bore hole parameters: -liner diameter, mm -max.acceptable zenith angle of the lateral hole, deg. Length of horizontal section (screens), m Dog leg severity, deg./10m, max. Measured depth	уточняется расчётами в проекте до 90 Скв №682 900м до 2,5 Скв №682 4420м <i>To be clarified in design calculations</i> <i>Up to 90 deg. Well 682 870m Up to 2.5m 4420m</i>	Скв№ 574 900м Скв№ 574 4350м <i>well 574 880m 4350m</i>
21.	Радиус круга допуска точки входа в продуктивный пласт, м Target area radius for reservoir penetration point, m	15	
22.	Методы контроля за проводкой ствола скважины Drilling control methods	Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи с модулем ГК или аналоги с LWD. <i>Telemetry system c/w hydraulic channel and GR module or analogues c/w LWD</i>	

23.	Станция мониторинга процесса бурения Drilling process monitoring	Станция мониторинга процесса бурения CMS или аналогичные станции с трансляцией в режиме онлайн на диспетчерский пульт «Заказчика» (с передачей данных телесистемы с ГК) с комплектом моментометров трубных ключей. <i>Drilling process monitoring station CMS or analogues with online data transfer to Client's dispatcher's control panel (with data transfer of MWD and GR data), c/w set of torque gauges for pipe tongs</i>
24.	Тип бурового раствора (естественный, глинистый, полимерный, биополимерный 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), Ультрадрил. <i>Polymer inhibited Flo-Pro, weighting agent – chalk (CaCO₃), Ultradril</i>
25.	Способ резки бокового ствола Side tracking method	Извлечение части хвостовика с ПХН-114, установка клина-отклонителя в открытом стволе. <i>Retrieval of part of the 114mm liner PHN, installation of whipstock in open hole</i>
26.	Типоразмеры долот и забойных двигателей Type/size of bits and mud motors	5 5/8 SL51ASFHP БИТ 146 БТ 613 Н ДРУ 106, Д106. Труба бурильная ПН-89 ВЗД Weatherford 4 3/4” DP PN-89, Mud motor Weatherford 4-3/4”
27.	Тип и количество буровых насосов Mud pumps	F-500, СИН-63, SPM-600, Триплекс, СИН- 61-2шт. или аналоги. <i>F-500, SIN-63, SPM-600, triplex, SIN 61 – 2 units, or analogues</i>
28.	Система очистки бурового раствора Solids control system	4-х ступенчатая, безамбарная, с блоком флокуляции. 4-stage, pitless, c/w flocculation module
29.	Объекты и интервалы отбора керна coring	Не предусматривается/ not required
30.	Тип установки для освоения Completion rig	По расчёту (УПА-60/80, УПА-100) или аналоги. As per design (UPA-60/80, UPA-100 or analogues)
31.	Конструкция забоя скважины (открытый забой, фильтр, перфорированная колонна или хвостовик и др.). Well design (open bore hole, screen liner, perforated csg or liner, etc.)	Нецементируемый хвостовик Ø 114 мм подвешиваемый на гидромеханическом пакере с полированным штоком для возможности стыковаться с НКТ 114 мм, с разбухающими заколонными пакерами и сдвижными муфтами для многостадийного ГРП с растворимыми шарами. Длина Скв №682 1070м Скв № 574 1080м Спуск хвостовика на НКТ114*7 «Р» ГОСТ633-80 со «стингером» <i>Non-cemented 114mm liner, set on hydro-mechanic packer c/w polished rod for connecting to 114mm tbg, c/w swelling packers and sliding sleeves for multistage frac with dissolving balls.</i> <i>Length: well 682 well 574</i> <i>1070m 1080m</i> <i>Liner to be run on 114mm*7mm tbg, “R”, GOST 633-80, c/w stinger</i>

32.	Интервал цементирования Cementing interval	Нецементируемый хвостовик Ø 114 мм подвешиваемый на гидромеханическом пакере, с полированным штоком для возможности стыковаться с НКТ 114 мм, с разбухающими заколонными пакерами и сдвижными муфтами ГРП с растворимыми шарами. <i>Non-cemented 114mm liner, set on hydro-mechanic packer c/w polished rod for connecting to 114mm tbg, c/w swelling packers and sliding sleeves for multistage frac with dissolving balls.</i>
33.	Глубина подвески головы хвостовика, м Liner hanger setting depth, m	Установка подвески хвостовика на 200 м выше башмака эксплуатационной колонны с учётом возможности установки дополнительного разбухающего пакера. <i>Liner hanger to be set at 200m above production csg shoe with possibility of setting an additional swelling packer</i>
34.	Объекты освоения в колонне, по вертикали Target objects	Пласт Ю ₁₄₋₁₅ / J14-15
35.	Условия вторичного вскрытия пласта (на репрессии, на депрессии). Perforation (overbalanced, underbalanced)	На репрессии, солевой раствор KCL (расчётной плотности). Гибридное ГРП. Overbalanced, KCL (density as per design), hybrid frac.
36.	Способ вызова притока. Flow stimulation	ГНКТ, ЭЦН./ CTU, ESP
37.	Методы интенсификации притока (кислотная обработка, ГРП и т.д.) Flow intensification (acidizing, frac)	Гибридное 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>
38.	Способ эксплуатации, интервал установки насосного оборудования. Mode of operation, interval of ESP setting	УЭЦН, 100-200 м выше узла подвески 114 мм хвостовика. <i>ESP, 100-200m above 114mm liner hanger</i>
39.	Комплекс ГИС Logging complex	В интервале хвостовика (для обеих скважин) ГТИ (включая газовый каротаж и отбор шлама), ГК с MWD, автономный комплекс в одной сборке: ВИКИЗ, РК (ГК, НКТ), АК, инклинометр- от эксплуатационной колонны до забоя. <i>In liner interval (for both wells) – mud logging station (including mud logging and cuttings samples), GR c/w MWD, battery charged logging complex, high frequency log, RL (GR, CNL) sonic log, inclinometer – production csg to bottom hole.</i>
40.	Оборудование устья скважин Well head equipment	Обвязка колонная/ Csg head: ОКК1-21-168x245 ХЛ ПВО/ ВОР: ПУГ-180x21, ППГ-180x21 или их аналоги –при бурении (or analogues for drilling) 1ППС-2ФТ 152x21 при освоении/ for completion. Фонтанная арматура/ Xmas tree: АФК 1Э-65x21.
41.	Источник электроснабжения. Power supply	Бурение - ДЭС Подрядчика. Для собственных нужд предусмотреть подключение к существующей КТПН-12 2х1600 кВА куста №1 Майского месторождения.

		<i>Drilling – Contractor’s diesel power plant; for own needs – provide connection to existing transformer substation 12 2x1600 KVA at pad 1 Maiskoye</i>
42.	Источник водоснабжения Water supply	Предусмотреть собственный источник технического водоснабжения с артезианской скважины. Предусмотреть вариант привозной технической воды. Расстояние – 1,8 км с Майского месторождения или. Питьевая вода привозная – 1,8 км с Майского месторождения. <i>Provide own source of technical water supply from artesian well.</i> <i>Provide option with transporting technical water.</i> <i>Distance – 1.8km from Maiskoye field</i> <i>Drinking water to be transported, distance 1.8km from Maiskoye field</i>
43.	Источник теплоснабжения Heat supply	ППУ или парогенераторная установка и воздухонагреватели электрические. <i>Steam generating trucks or units and electrical heaters</i>
44.	Связь/ communication	Обязательно наличие спутниковой и радиосвязи(электронной почты)/ <i>Mandatory satellite and radio communication (e-mail).</i>
45.	Схема транспортировки грузов и вахт. /Scheme for transportation of cargo and crews	Автотранспорт, расстояние 680 км (с Томска) в зимний период. В летний период вертолётные перевозки./ <i>Auto transportation, distance – 680km from Tomsk during winter. In summer, helicopter transportation.</i>
46.	Схема расстановки грузов и вахт / Cargo and crew layout	Типовая / <i>Typical</i>
47.	Исходные положения для разработки мероприятий по охране окружающей среды. / Initial provisions for environmental protection activities	Определяется проектной документацией, РД39-133-94 Рекомендации по разработке проектно-сметной документации на реконструкция скважин, М.1999г. Соблюдение Федеральных Законов РФ «Об охране окружающей среды», «Об отходах производства и потребления», «О недрах», «Об охране атмосферного воздуха», Водного кодекса, Лесного кодекса./ <i>To be specified in the project design documentation, RD39-133-94</i> <i>Recommendation regarding preparation of design documentation for well construction, M1999. 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>
48.	Требования к утилизации бурового шлама/Requirements to cuttings disposal	Емкость для сбора шлама 50м3/ <i>sludge tank 50m3</i>
49.	Требования к технологии/Requirements to technology	В соответствии с требованиями проекта и нормативных документов, действующих на территории РФ и ведомственными нормативно-техническими документами Компании./ <i>In compliance with requirements of regulation documents active in the RF territory and regulation documents of the Company.</i>

50.	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>
51.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий ГО и мероприятий по предупреждению ЧС./Requirements to development of engineering and technical measures regarding civil defense and emergency situations	Согласно действующему законодательству РФ и исходным данным ГУ МЧС России по Томской области/ In compliance with the current RF legislation and initial data of the RF Ministry for Emergency Situations in Tomsk region.

Согласовано/Concurred by:

Главный финансовый директор
ООО "Норд Империял"/CFO, LLC "Nord Imperial"

Должность/ Position

подпись / signature

Киран Нандкумар Гхадге/
Kiran Nandkumar Ghadge
ФИО/ Full name

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

Должность/ Position

Neeraj Kumar

подпись / signature

Нирадж Кумар /
Neeraj Kumar
ФИО/ Full name

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

Должность/ Position

Krishan Kumar Arora
10.05.2016 for

подпись / signature

Кришан Кумар Арора/Krishan
Kumar Arora
ФИО/ Full name

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

Должность/ Position

A.V. Karataev

подпись / signature

А.В. Каратаев/A.V. Karataev
ФИО/ Full name

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

Должность/ Position

S.L. Legeza

подпись / signature

С.Л. Лереца / S.L. Legeza
ФИО/ Full name

Генеральный директор
ООО "Рус Империял Групп"/
Director General, LLC Rus Imperial Group

Должность/ Position

A.V. Baklanov
28.04.16

подпись / signature

А.В. Бакланов/A.V. Baklanov
ФИО/ Full name

Начальник ПТО по БО и КРС ООО "Рус Империял Групп"/Head of Production-Technical Department
LLC Rus Imperial Group

Должность/ Position

O.N. Ostapenko

подпись / signature

О.Н.Остапенко/ O.N.Ostapenko
ФИО/ Full name

28.04.2016