

Утверждаю:
 Главный управляющий директор
 Сакет Гупта

Approved:
 Chief Executive Officer,
 Saket Gupta
 10/1/25

Техническое задание для конкурсного отбора претендентов на поставку оборудования для проведения многостадийного ГРП по инженерному сопровождению комплектов технических средств и сервисные услуги по проведению многостадийного гидроразрыва пластов на скважинах Снежного месторождения в 2025 г.

Technical Assignment for the Tender for supply of equipment for multi-stage hydraulic fracturing, engineering support for sets of technical equipment and carrying-out multi-stage hydraulic fracturing in the wells of Snezhnoye field in 2025.

1. Объем планируемых работ

В 2025 г. запланированы следующие работы по ГРП:
 Для крепления горизонтальных и наклонно-направленных боковых стволов скважин хвостовиками, после зарезки (ЗБС), необходима поставка следующего оборудования:

1. Planned scope of work

The following frac job is planned in 2025:
 Supply of the following equipment is required for lowering liners in horizontal and directional wellbores after sidetracking (ST):

№ п/п Sl. No.	Наименование оборудования Equipment name	Технические характеристики Technical characteristics	Количество Quantity
1.	Подвеска хвостовика не цементируемого для скважин №№ 144, 204, 135/ Non-cemented liner hanger for wells Nos. 144, 204, 135		3
1.1.	Для эксплуатационной колонны наружным диаметром 168*8,9 мм (6 5/8")/ For production casing with outer diameter of 168*8.9 mm (6 5/8") Открытый ствол 146 мм Uncased borehole 146 mm	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны: максимальный 150,2 мм; / Inner diameter of production casing: Maximum 150.2 mm	
1.2.	139,7 мм x 114,3 мм (5-1/2" x 4-1/2") Подвеска хвостовика и полированное гнездо пакера, / 139.7 mm x 114.3 mm (5-1/2" x 4-1/2") Liner hanger and polished packer receptacle	Нижняя присоединительная резьба 4-1/2" BC Зенитный угол в интервале установки 0 – 90 градусов. Перепад давления на пакер 10 000 Psi/ Lower connecting thread 4-1/2" BC. Inclination in the setting interval is 0-90 degrees Packer pressure differential 10,000 Psi	3
1.3.	Инструмент посадочный/ Setting tools Возвратный, после спуска и установки хвостовика.	Присоединительная резьба 3-102 (3 ½ IF; NC-38); /	3

	Recoverable after running in and setting the liner	Connecting thread 3-102 (3 1/2 IF; NC-38)	
1.4.	<p>Узел уплотнительный, «стингер» внутренний проходной диаметр не менее 90 мм (3-1/2"), фиксация в полированном гнезде пакера разгрузкой веса колонны НКТ или с применением храпового механизма фиксации, группа прочности стали P110/</p> <p>Seal assembly, stinger, internal drift diameter at least 90 mm (3-1/2"), fixing in polished packer receptacle by unloading weight of TBG string or by using a ratchet retention mechanism, steel grade P110</p>	<p>Присоединительная резьба стингера НКТ114, ГОСТ633-80;</p> <p>ГОСТ 31446-2017/</p> <p>Connecting thread of stinger and 114 mm TBG, GOST633-80; GOST 31446-2017</p>	3
1.5.	<p>Муфта посадочная 127 (5" группа прочности стали P110/</p> <p>Landing collar 127 mm (5"), steel grade P110</p>	<p>Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/</p> <p>Connecting thread 114 mm (4-1/2") BC</p>	3
1.6.	<p>127 мм (5") Башмак алюминиевый направляющий, вращающийся с обратным клапаном/</p> <p>127 мм (5") Aluminium rotating guiding shoe with NRV.</p>	<p>Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/</p> <p>Connecting thread 4-1/2" BC</p>	3
1.7.	<p>Муфта ГРП 127-133 мм (5" – 5-1/4"), инициируемая перепадом давления, группа прочности стали P110/</p> <p>127-133 mm (5– 5-1/4") Frac sleeve initiated by pressure gradient, steel grade P110</p>	<p>Присоединительная резьба, 114 (4 1/2") BC/</p> <p>Connecting thread 4 1/2" BC</p>	3
1.8.	<p>Муфта ГРП 127-133 мм (5" – 5-1/4") инициируемая, растворимыми в водной среде шарами разного диаметра, группа прочности стали P110 /</p> <p>127-133 mm (5" – 5-1/4") Frac sleeve initiated by balls, dissolvable in aqueous medium of various diameter, steel grade P110</p>	<p>Присоединительная резьба, 114 (4 1/2") BC</p> <p>Муфта для ГРП (скользящая муфта) и растворимые в водной среде шары</p> <p>3 скважины: 6 стадий; 6 стадий; 3 стадии /</p> <p>Connecting thread 4 1/2" BC</p> <p>Frac sleeve (sliding sleeve) and balls dissolvable in aqueous medium</p> <p>3 wells:</p>	12

		6 stages; 6 stages; and 3 stages.	
2.	Разбухающий пакер 133-158 мм (5-1/4" x 6-1/4") Присоединительная резьба, 114 (4-1/2") ВС/ Swelling packer 133-158 mm (5-1/4" x 6-1/4") Connecting thread, 114 BC (4-1/2").		18
2.1.	<p>Условный размер: в колонне 168 x 8,9 мм</p> <p>в открытом стволе номинальным диаметром 146 мм</p> <p>Длина эластомера на патрубке не менее 1,5 м Способ монтажа: вулканизация эластомера на патрубке 114 (4-1/2") x 7,34 мм с присоединительной резьбой 114 (4-1/2") ВС, группа прочности стали P110.</p> <p>Nominal diameter: in cased hole 168 x 8.9 mm</p> <p>in open hole of nominal diameter 146 mm</p> <p>The length of elastomer at pup joint shall be at least 1.5 m Installation method: elastomer vulcanization on pup joint 114 (4-1/2") x 7.34 mm with connection thread 114 4-1/2" BC, steel grade P110</p>	<p>133 мм (5-1/4") 68,9 МПа (10 000 Psi) при спуске</p> <p>158 мм 6-1/4" 68,9 МПа (10 000 Psi) в расширенном состоянии</p> <p>133 mm (5 1/4") 68.9 MPa (10,000 Psi) while lowering</p> <p>158 mm 6-1/4" 68.9 MPa (10,000 Psi) when expanded</p>	
2.2.	<p>Перепад давления на пакер/ Pressure differential at the packer</p>	<p>68,9 МПа (10 000 Psi) / 68.9 MPa (10,000 Psi)</p>	
2.3.	<p>Среда набухания</p> <p>Оптимальное время разбухания</p> <p>Забойная температура</p> <p>Содержание H₂S и CO₂</p> <p>Тип ГРП /</p> <p>Swelling environment</p> <p>Optimum time of swelling</p> <p>Bottom hole temperature</p>	<p>Нефть</p> <p>не более 5-7 дней</p> <p>105 °C</p> <p>до 0,003 %</p> <p>Гелевый /</p> <p>Oil</p> <p>not more than 5-7 days</p> <p>105 °C</p>	

	Content of H ₂ S and CO ₂ Type of frac	up to 0.003 % Gel-based	
2.4.	Низкофрикционный центратор типа Polymax ТУ 3663-001-12688504-2014/ Low friction centralizer, type: Polymax TU 3663-001-12688504-2014	4-1/2" x 5-1/2" внешний диаметр, выше и ниже разбухающих пакеров, выше и ниже муфт ГРП, по одному на трубу/ 4-1/2" x 5-1/2" OD above and below swell packers, above and below frac sleeves, one per joint	510
3.	Подвеска хвостовика цементируемого для скважины № 139/ Cemented liner hanger for well No. 139		1
3.1.	Для эксплуатационной колонны наружным диаметром 168*8,9 мм (6 5/8")/ Открытый ствол 146 мм For production casing with outer diameter of 168*8.9 mm (6 5/8") Uncased borehole 146 mm	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны: максимальный 150,2 мм; / Inner diameter of production casing: Maximum 150.2 mm	
3.2.	139,7 мм x 114,3 мм (5-1/2" x 4-1/2") Подвеска хвостовика цементируемого и полированное гнездо пакера, / 139.7 mm x 114.3 mm (5-1/2" x 4-1/2") Cemented liner hanger and polished packer receptacle	Нижняя присоединительная резьба 4-1/2" ВС/ Зенитный угол в интервале установки 0 – 90 градусов. Перепад давления на пакер 10 000 Psi/ Lower connecting thread 4-1/2" BC. Inclination in the setting interval is 0-90 degrees Packer pressure differential 10,000 Psi	
3.3.	Рабочее давление пакера/ Working pressure of the packer	68,9 МПа (10 000 Psi) / 68.9 MPa (10,000 Psi)	
3.4.	Инструмент посадочный/ Возвратный, после спуска и установки хвостовика./ Setting tools Recoverable after running in and setting the liner	Присоединительная резьба 3-102 (3 ½ IF; NC-38) / connecting thread 3-102(3 ½ IF; NC-38)	
3.5.	Узел уплотнительный, «стингер» внутренний проходной диаметр не менее 90 мм (3-1/2"),	Присоединительная резьба стингера НКТ114, ГОСТ633-80; ГОСТ 31446-2017 /	

	<p>фиксация в полированном гнезде пакера разгрузкой веса колонны НКТ или с применением храпового механизма фиксации, группа прочности стали P110/</p> <p>Seal assembly, stinger, internal drift diameter at least 90 mm (3-1/2"), fixing in polished packer receptacle by unloading weight of TBG string or by using a ratchet retention mechanism, steel grade P110</p>	<p>Connecting thread of stinger and 114 mm TBG, GOST633-80; GOST 31446-2017</p>	
3.6.	<p>127 мм (5") Башмак алюминиевый направляющий</p> <p>127 mm (5") Aluminium guiding shoe.</p>	<p>Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/</p> <p>Connecting thread 4-1/2" BC</p>	1
	<p>127 мм (5") Обратный клапан</p> <p>127 mm (5") Non-return valve</p>	<p>Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/</p> <p>Connecting thread 4-1/2" BC</p>	1
3.8.	<p>127 мм (5") Стоп-патрубок (стоп-кольцо)</p> <p>127 mm (5") Stopper adapter (stopper ring)</p>	<p>Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/</p> <p>Connecting thread 4-1/2" BC</p>	1
3.9.	<p>139,7 мм низкофрикционный центратор типа Polymax ТУ 3663-001-12688504-2014/</p> <p>139.7 mm low profile centralizer, type: Polymax TU 3663-001-12688504-2014</p>	<p>114x139,7 (4-1/2" x 5-1/2") внешний диаметр, по одному на трубу/</p> <p>114x139,7 mm (4-1/2" x 5-1/2") OD, one per joint</p>	172
4.	<p>Поставка запасного комплекта нерастворимых шаров. Возвратные.</p> <p>Supply of a backup set of non-soluble balls. To be returned to contractor [if dissolvable balls function as planned].</p>		12
5.	<p>Инженерное сопровождение процесса спуска и установки хвостовика:</p> <ul style="list-style-type: none"> - спуск на бурильной колонне и установка хвостовика; - разъединение посадочного инструмента от пакера-подвески хвостовика, подъем; - спуск стингера на НКТ 114, соединение с пакером, опрессовка трубного и затрубного пространства; - разъединение стингера от пакера-подвески хвостовика, подъем. / <p>Engineering support of liner lowering and setting process:</p> <ul style="list-style-type: none"> - lower on a drill string and install the liner; - disconnect setting tools from the liner hanger packer, pull out; - lower the stinger on 114 mm TBG, connect to the packer, pressure test tubing space and the annulus; - disconnect the stinger from the liner hanger packer, pull out. 		<p>4 операции</p> <p>2 человека /</p> <p>4 operations</p> <p>2 people</p>
6	<p>Использование извлекаемого оборудования Исполнителя (посадочный инструмент, стингер)²</p> <p>Use the Contractor's retrievable equipment (setting tool, stinger)²</p>		<p>1 операция/</p> <p>1 operation</p>
7	<p>Ремонтный пакер с инженерным сопровождением³</p> <p>Repaired packer, engineering support to be provided³</p>		<p>1 операции/</p> <p>1 operation</p>

8	<p>По согласованию с Заказчиком приемка оборудования непосредственно на заводе изготовителе или на складе Поставщика специалистами ООО «Рус Империял Групп», ООО «Норд Империял»/</p> <p>Acceptance of the equipment shall be carried in coordination with the Customer directly at manufacturing factory or at the warehouse of the Supplier by the specialists of LLC Rus Imperial Group, LLC Nord Imperial.</p>	<p>2 человека/ 2 people</p>
9	<p>Товар должен быть новым, не бывшим в употреблении./</p> <p>The goods shall be brand-new, unused.</p>	
10.	<p>Участник тендера может предложить свой вариант компоновки заканчивая при условии соблюдения заявленных технических характеристик оборудования: диаметров, рабочего давления и группы прочности стали.</p> <p>A bidder may propose his own version of completion BHA, provided that the declared technical characteristics of the equipment are met: diameters, working pressure and steel strength group.</p>	

<p>Примечания:</p> <p>1. Инженерное сопровождение спуска и крепления хвостовика, включая предоставление посадочного инструмента для пакер-подвески. Оплачивается за одну операцию и не зависит от времени выполнения работ, количества инженерного персонала и объема мобилизации/ демобилизации МТР и персонала.</p> <p>2. Инженерное сопровождение монтажа, установки, опрессовки и демонтажа стингера, включая предоставление самого стингера. Оплачивается за одну операцию и не зависит от времени выполнения работ, количества инженерного персонала и объема мобилизации / демобилизации МТР и персонала. В случае неудачной попытки стыковки стингера все последующие стингеры и ЗИП до удачной стыковки Исполнитель поставляет за свой счет.</p> <p>3. Инженерное сопровождение монтажа, активации, опрессовки и разъединения транспортной колонны от ремонтного пакера. Предоставление ремонтного пакера безвозмездно по требованию Заказчика в случае негерметичности пакера основной подвески хвостовика. В случае, если установка ремонтного пакера не привела к устранению негерметичности, Заказчиком может быть потребована установка следующего ремонтного пакера без его оплаты.</p>	<p>Notes:</p> <p>1. Payment for the engineering support for running and cementing the liner, including supply of a setting tool for a packer hanger shall be made on per operation basis and shall not depend on work completion time, number of engineering personnel and scope of mobilization / demobilization of materials, equipment and personnel.</p> <p>2. Payment for engineering support during N/U, installation, pressure testing and dismantling of stinger, including the supply of the stinger itself shall be made on per operation basis and shall not depend on work completion time, number of engineering personnel, scope of mobilization / demobilization of materials, equipment and personnel. In case of failure to set the stinger, the Contractor shall supply all subsequent stingers and spare parts until successful setting at his own expense.</p> <p>3. Engineering support of installation, activation, pressure testing and disconnection of the technical from the repair packer, supply of a repaired packer shall be free of charge at the Customer's request in case of the leak in the packer of the main liner hanger. If the installation of a repair packer did not eliminate the leak, the Customer may demand the installation of the next repair packer free of charge.</p>
---	--

<p>После завершения спуска подвески хвостовика, запланированы проведения многостадийных гидроразрывов пластов по технологии Hybrid (SlickWater) в:</p> <p>Скважине № 144 куст №2, боковой ствол с горизонтальным окончанием – многостадийный гидроразрыв пласта по технологии Hybrid (SlickWater), количество стадий 6. Снежное месторождение, компания ООО «Норд Империял».</p> <p>Скважине № 204 куст №4, боковой ствол с горизонтальным окончанием – многостадийный гидроразрыв пласта по технологии Hybrid (SlickWater), количество стадий 6. Снежное месторождение, компания ООО «Норд Империял».</p> <p>Скважине № 135 куст №1, боковой ствол с горизонтальным окончанием – многостадийный</p>	<p>After lowering the liner hanger, multi-staged frac using Hybrid (SlickWater) technology is planned in:</p> <p>Well No. 144, Pad No. 2 sidetracked wellbore with horizontal section – multi-stage Hybrid frac (SlickWater), 6 stages. Snezhnoye field, LLC Nord Imperial.</p> <p>Well No. 204, Pad No. 4 sidetracked wellbore with horizontal section – multi-stage Hybrid frac (SlickWater), 6 stages. Snezhnoye field, LLC Nord Imperial.</p> <p>Well No. 135, Pad No. 1 sidetracked wellbore with horizontal section – multi-stage Hybrid frac</p>
---	--

гидроразрыв пласта по технологии Hybrid (SlickWater), количество стадий 3. Снежное месторождение, компания ООО «Норд Империял».

Скважине № 139 куст №1, боковой ствол, наклонно-направленный – гидроразрыв пласта по технологии Hybrid (SlickWater), количество стадий 1. Снежное месторождение, компания ООО «Норд Империял»

2. Сроки проведения работ

Сроки и порядок проведения работ указаны в графике проведения ГРП (**Приложение №1**).

3. Необходимое оборудование

3.1. Подрядчик должен обеспечить объём собственного емкостного парка (либо бассейна ГРП) не менее **1000 -1500 м³**.

Подрядчик за свой счет производит завоз и нагрев технической воды из места, предоставляемого Заказчиком согласно заранее согласованной программе.

3.2. Предоставить насосное оборудование в количестве необходимом для обеспечения скорости закачки жидкости во время ГРП (**общая мощность насосов не менее 16000 л.с.) с резервом в 3200 л.с.:**

- не менее **7-12 м³/мин.** до давления **700 атм** (с возможностью увеличения расхода **14 м³/мин.** до давления **500 атм**).

3.3. Устьевое оборудование для проведения ГРП: Для проведения ГРП устье скважины оборудуется арматурой ГРП с условным проходным диаметром **100*90 мм** и максимальным рабочим давлением не менее **700 атм**.

3.4. Иметь в наличии оборудование для сбора нагнетательных линий высокого давления от блока манифольда до устья скважины длиной **не менее 40 м**.

4. Геолого-техническая информация:

В административном отношении Снежное нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области РФ на территории Снежного участка недр лицензии **ТОМ 12945 НР**. Участок имеет статус горного отвода в границах месторождений, а за пределами горных отводов - статус геологического отвода без ограничения по глубине. Владелец лицензии **ТОМ 12945 НР** на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Снежного участка недр №77 является ООО «Норд Империял» с **25.01.2005** года до **31.12.2029** г.

(SlickWater), 3 stages. Snezhnoye field, LLC Nord Imperial.

Well No. 139, Pad No.1 sidetracked wellbore, directional (inclined) wellbore – one-stage Hybrid frac (SlickWater), 1 stage. Snezhnoye field, LLC Nord Imperial.

2. Work timelines

The timeline and procedure are given in Frac schedule (**Appendix No.1**).

3. Required equipment

3.1. The contractor shall ensure own reservoir capacity (or a frac pool) of at least **1,000-1,500 m³**.

The Contractor, at their own expense, shall deliver and heat technical water from the location provided by the Customer in accordance with previously agreed program.

3.2. Provide pumping equipment in the amount required to ensure fluid injection rate during the frac (**total pump capacity at least 16,000 hp) with a reserve of 3,200 hp.:**

- **at least 7-12 m³/min at 700 atm (with an option to increase flow rate to 14 m³/min at 500 atm.**

3.3. Wellhead equipment for hydraulic fracturing: To carry out hydraulic fracturing, the wellhead is to be equipped with hydraulic fracturing trees with nominal passage diameter of **100*90 mm** and maximum working pressure of at least **700 atm**.

3.4. Have available the equipment for assembly of high pressure injection lines from the manifold block to wellhead, **at least 40 m** in length.

4. Geological and technical information:

Administratively, Snezhnoye oil and gas condensate field is situated in the Kargasok area of the Tomsk region of the Russian Federation, in the territory of Snezhny license block **ТОМ 12945 НР**. The plot has the status of mining allotment within the boundaries of oilfields, and outside the same - the status of exploration allotment with no limit to depth. The owner of license **ТОМ 12945 НР** for geological survey, exploration and production of hydrocarbon deposits within Snezhny subsoil block No.77 is LLC Nord Imperial – from **25.01.2005** through **31.12.2029**.

Скв. 144

Пласт – Ю1(1), Наунакская свита;

Тип скважины – с горизонтальным окончанием

Глубина скважины по стволу (MD) – 3350 м;

Направление Ø 323,9 мм – 50 м;

Кондуктор Ø 244,5 мм – 1000 м;

Эксплуатационная колона Ø168 мм – 2632 м;

Давление опрессовки 210атм;

Глубина срезки 1850 м.

Хвостовик (нецементируемый) – Ø114,3мм – в интервале 1775 – 3350 м. 114 ВС толщина стенки 7.4мм, группа прочности стали «Р-110», с подвесным устройством хвостовика, технологией активируемых шарами растворимыми в водной среде муфт 5 штук через 100 м. с внутренним диаметром 99 мм. и 1 муфта активируемая перепадом давления. Установка саморазбухающих пакеров через 90-114 м.

Колонна НКТ – диаметр 114мм, толщина стенки 7,4 мм, группа прочности стали «Р-110», 2660 м. Спуск НКТ осуществляется до места установки подвески хвостовика и полированного седла, и соединяется с хвостовиком посредством установки герметизирующего уплотнителя «стингера».

Арматуру ГРП и колонну НКТ 114 мм. для проведения ГРП предоставляет Подрядчик, схема устьевого оборудования при проведении ГРП представлена в **Приложении №3** (дизайн ГРП готовит Подрядчик, согласовывает с Заказчиком).

Скв. 204

Пласт – Ю1(1), Наунакская свита;

Тип скважины – с горизонтальным окончанием

Глубина скважины по стволу (MD) – 4150м;

Направление Ø 323,9 мм – 50 м;

Кондуктор Ø 244,5 мм – 1000 м;

Эксплуатационная колона – Ø168мм – 3227 м.

Давление опрессовки 210атм;

Глубина срезки 2600 м

Хвостовик (нецементируемый) Ø114,3 мм – 600 м.

2525-4150 м 114 ВС толщина стенки 7.4 мм, группа прочности стали «Р-110», с подвесным устройством хвостовика и технологией активируемых шарами растворимыми в водной среде муфт 5 штук через 100 м с внутренним диаметром 99 мм и 1 муфта активируемая перепадом давления. Установка саморазбухающих пакеров через 90-114 м.

Well #144

Formation – J1(1), Naunak suite;

Well type – horizontal end section;

Measured depth of the well (MD) – 3,350 m;

Conductor Ø 323.9 mm – 50 m;

Surface casing Ø 244.5 mm – 1,000 m;

Production casing Ø 168 mm – 2,632 m;

Pressure tested at 210 atm;

Sidetracking depth 1,850 m.

Liner (non-cemented) - Ø114.3 mm in the interval 1,775 – 3,350 m.

114 BC, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110, liner hanger, sliding sleeves (5 ea. every 100 meters), with internal diameter of 99 mm (activated by water soluble balls) and 1 sleeve activated by pressure gradient. Self-swelling packers set every 90-114 m.

Tubing string – diameter 114 mm, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110, 2660 m. Tubing is ran to the setting place of liner hanger and polished seat placement, and connected to the liner via stinger seal.

The Contractor shall provide hydraulic fracturing trees and 114 mm tubing string for hydraulic fracturing; the wellhead diagram for hydraulic fracturing is presented in **Appendix No. 3** (design of hydraulic fracturing is to be prepared by the Contractor and agreed by the Customer).

Well #204

Formation – J1(1), Naunak suite;

Well type – horizontal end section;

Measured depth of the well (MD) – 4,150 m;

Conductor Ø 323.9 mm – 50 m;

Surface casing Ø 244.5 mm – 1,000 m;

Production casing Ø 168 mm - 3,227 m.

Pressure tested at 210 atm.

Sidetracking depth 2,600 m.

Liner (non-cemented) Ø114.3 mm – 600 m.

2,525-4,150 m., 114 BC, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110, with liner hanger, sliding sleeves (5 ea., every 100 meters), with internal diameter of 99 mm (activated by water soluble balls) and 1 sleeve activated by pressure gradient. Self-swelling packers set every 90-114 m.

Колонна НКТ – диаметр 114 мм, толщина стенки 7,4 мм, группа прочности стали «Р-110», 3400 м. Спуск НКТ осуществляется до места установки подвески хвостовика и полированного седла, и соединяется с хвостовиком посредством установки герметизирующего уплотнителя «стингер». Арматуру ГРП и колонну НКТ 114 мм для проведения ГРП предоставляет Подрядчик, схема устьевого оборудования при проведении ГРП представлена в **Приложении №3** (дизайн ГРП готовит Подрядчик, согласовывает с Заказчиком).

Скв. 135

Пласт – Ю1(1), Наунакская свита;

Тип скважины – с горизонтальным окончанием;

Глубина скважины по стволу (MD) – 3310 м;

Направление Ø 323,9 мм – 50 м;

Кондуктор Ø 244,5 мм – 1000 м;

Эксплуатационная колона Ø168 мм – 2403 м.

Давление опрессовки 210 атм;

Глубина срезки 1500 м.

Хвостовик (нецементируемый) Ø114,3 мм – 500 м

1425-3310 м. 114 ВС толщина стенки 7,4 мм, группа прочности стали «Р-110», с подвесным устройством хвостовика и технологией активируемых шарами растворимыми в водной среде муфт 2 штуки через 200 м. с внутренним диаметром 99 мм и 1 муфта активируемая перепадом давления. Установка саморазбухающих пакеров через 90-114 м.

Колонна НКТ – диаметр 114 мм, толщина стенки 7,4 мм, группа прочности стали «Р-110», 2660 м. Спуск НКТ осуществляется до места установки подвески хвостовика и полированного седла, и соединяется с хвостовиком посредством установки герметизирующего уплотнителя стингер.

Арматуру ГРП и колонну НКТ 114 мм для проведения ГРП предоставляет Подрядчик, схема устьевого оборудования при проведении ГРП представлена в **Приложении №3** (дизайн ГРП готовит Подрядчик, согласовывает с Заказчиком).

Скв. 139

Пласт – Ю1(1), Наунакская свита;

Тип скважины – наклонно направленная

Глубина скважины по стволу (MD) – 3250 м;

Направление Ø 323,9 мм -50 м;

Кондуктор Ø 244,5 мм – 1000 м;

Эксплуатационная колона Ø168 мм – 3006

Tubing string – diameter 114 mm, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110, 3,400 m. Tubing is ran to the place of liner hanger and polished seat placement, and connected to the liner via stinger seal.

The Contractor shall provide hydraulic fracturing trees and 114 mm tubing string for hydraulic fracturing; the wellhead diagram for hydraulic fracturing is presented in **Appendix No. 3** (design of hydraulic fracturing is to be prepared by the Contractor and agreed by the Customer).

Well #135

Formation – J1(1), Naunak suite;

Well type – horizontal end section;

Measured depth of the well (MD) – 3,310 m;

Conductor Ø 323.9 mm – 50 m;

Surface casing Ø 244.5 mm – 1,000 m;

Production string Ø 168 mm – 2,403 m.

Pressure tested at 210 atm;

Sidetracking depth 1,500 m.

Liner (non-cemented) – Ø 114.3 mm: 500 meters.

1,425-3,310 m, 114 BC, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110, with liner hanger, sliding sleeves, (2 ea., every 200 meters), with internal diameter of 99 mm (activated by water soluble balls) and 1 sleeve activated by pressure gradient. Self-swelling packers set every 90-114 m.

Tubing string – diameter 114 mm, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110, 2,660 m. Tubing is lowered to the place of liner hanger and polished seat placement, and connected to the liner via stinger seal.

The Contractor shall provide hydraulic fracturing trees and 114 mm tubing string for hydraulic fracturing; the wellhead diagram for hydraulic fracturing is presented in **Appendix No. 3** (design of hydraulic fracturing is to be prepared by the Contractor and agreed by the Customer).

Well #139

Formation – J1(1), Naunak suite;

Well type – directional (inclined);

Measured depth of the well (MD) – 3,250 m;

Conductor Ø 323.9 mm – 50 m;

Surface casing Ø 244.5 mm – 1,000 m;

м.

Давление опрессовки 210атм;

Глубина срезки 1400 м

Хвостовик (цементируемый) Ø114,3мм – 1325-3250 м. 114BC толщина стенки 7,4 мм, группа прочности стали «P-110», с подвесным устройством нецементируемого хвостовика

Колонна НКТ – диаметр 114 мм, толщина стенки 7,4 мм, группа прочности стали «P-110». Спуск НКТ осуществляется до места установки подвески хвостовика и полированного седла, и соединяется с хвостовиком посредством установки герметизирующего уплотнителя стингер. Арматуру ГРП, и колонну НКТ 114 мм для проведения ГРП предоставляет Подрядчик, схема устьевого оборудования при проведении ГРП представлена в Приложении №3 (дизайн ГРП готовит Подрядчик, согласовывает с Заказчиком).

4.2. Технология и последовательность проведения гибридного ГРП на скважинах №№144, 204 (1-6 стадии), 135 (1-3 стадии):

1 Стадия:

Этап 1: открытие гидравлической муфты для 1-й стадии / муфта ГРП инициируется перепадом давления. Для последующих стадий от 2-й муфты и до 6-й муфты активация производится водорастворимым шаром нужного диаметра, спускаемым при помощи флота ГРП. Сброс и прокачка шара осуществляется с расходом не более 1,5 м³/мин для открытия муфты предстоящей стадии.

Устройство для сброса шара предоставляет компания ГРП. Гарантированное время нерастворения шаров в водной среде – 5 часов.

Этап 2: Проведение тестирования на приемистость путем ступенчатого снижения расхода нагнетаемой воды (slickwater) в объеме 45-60 м³ (предварительно), по скоростям 7 м³/мин, 6 м³/мин, 5 м³/мин, 4 м³/мин и записью до смыкания трещины. По результату тестирования возможны изменения в основном ГРП.

Этап 3: Проведение ГРП на водной основе с закачкой проппанта фракции 40/70. Концентрация проппанта от 30 до 120 кг/м³,

Production string Ø 168 mm – 3,006 m;

Pressure tested at 210 atm.

Sidetracking depth 1,400 m.

Liner (cemented) Ø114.3 mm – 1,325-3,250 m, 114 BC, wall thickness 7.4 mm, steel strength group “P-110”, with a non-cemented liner hanger.

Tubing string – diameter 114 mm, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110. Tubing is lowered to the place of liner hanger and polished seat, connected with the liner by a sealing stinger.

The Contractor shall provide hydraulic fracturing trees and 114 mm tubing string for hydraulic fracturing; the wellhead diagram for fracturing is presented in Appendix No. 3 (design of hydraulic fracturing is to be prepared by the Contractor and agreed by the Customer).

4.2. Hybrid frac technology and sequence of frac operations in wells Nos. 144, 204 (stages 1-6), 135 (stages 1-3):

Phase 1:

Stage 1: opening of hydraulic sleeve for stage 1 / frac sleeve initiated by pressure gradient. For subsequent stages, starting from sleeve 2 to sleeve 6, activation is performed by water-soluble ball of the required diameter, which is to be lowered with the use FRAC fleet. The ball is to be dropped and pumped at rate of no more than 1.5 m³/min to open sleeve of the upcoming stage.

The device for ball dropping shall be provided by the frac Contractor. The guaranteed time of non-dissolution of the balls in water environment is 5 hours.

Stage 2: injectivity test by gradual step-down reduction of rate of injected water (slickwater) in the volume of 45-60 м³ (preliminarily) with flow rate of 7 м³/min, 6 м³/min, 5 м³/min, 4 м³/min and recording until closure of fracture. Based on results of testing, changes may be made in the design of the main frac.

Stage 3: Water-based frac, injecting proppant, size 40/70. Proppant concentration from 30 to 120 кг/м³, fluid injection rate 7-12

скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин до давление 700 атм. Объем жидкости ГРП (slickwater) составит 150-300 м³ (предварительно).

Используемые химические реагенты:

- Бицид
- Понижитель трения ASP 820 и StimLube, может быть заменен на аналогичный по согласованию с Заказчиком;
- ПАВ / неэмульгирующий реагент;
- Стабилизатор глин.

Этап 4: Проведение ГРП на гелевой основе с закачкой проппанта фракции 20/40 (в т.ч. проппант 20/40 RCP).

Концентрация проппанта от 180 до 1000 кг/м³, скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин. до давления 500 атм. Объем жидкости ГРП составит 100-200 м³ (предварительно).

Используемые химические реагенты:

- Бицид
- Понижитель трения ASP 820 и StimLube, может быть заменен на аналогичный по согласованию с Заказчиком;
- ПАВ / неэмульгирующий реагент
- Стабилизатор глин
- Гуар
- Сшиватель
- Деструктор геля
- Буфер (замедлитель деструктора геля)

2-я Стадия:

Этап №1: Сброс и прокачка шара с расходом не более 1,5 м³/мин до открытия муфты предстоящей стадии.

Этап №2, 3, 4: повторяют этапы первой стадии, согласно утвержденного дизайна.

(Приложение №2) – Типовая программа ГРП – (Гибридный)

4.3. Технология и последовательность проведения гибридного ГРП на скважине №139 (1стадия):

Этап 1: Проведение тестирования на приемистость путем ступенчатого снижения расхода нагнетаемой воды (slickwater) в объеме 45-60 м³ (предварительно), по скоростям 7 м³/мин, 6 м³/мин, 5 м³/мин, 4 м³/мин и записью до смыкания трещины. По результату тестирования возможны изменения в основном ГРП.

м³/min at 700 atm. The volume of frac fluid (slickwater) will make 150-300 м³ (preliminarily).

Chemicals to be used:

- Biocide;
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with an analog upon agreement with the Customer;
- Surfactant/non-emulsifying agent;
- Clay stabilizer.

Stage 4: gel-based frac with injection of proppant, size 20/40 (**including proppant 20/40 RCP**).

Proppant concentration from 180 to 1,000 kg/m³, fluid injection rate 7-12 м³/min at 500 atm. The volume of frac fluid (slickwater) will be 100-200 м³ (preliminarily).

Chemicals to be used:

- Biocide;
- Friction reducers ASP 820 and StimLube, can be replaced with an analog upon agreement with the Customer;
- Surfactant/non-emulsifying agent;
- Clay stabilizer;
- Guar;
- Cross-linker;
- Breaker
- Buffer (gel breaker retardant)

Phase 2:

Stage 1: Dropping and pumping the ball at flow rate of not more than 1.5 м³/min until opening of the sleeve of the upcoming stage.

Stages 2, 3, 4: repeat the stages of phase 1, as per the approved design.

(Appendix No.2) - Standard frac program (Hybrid frac)

4.3. Hybrid frac technology and sequence of frac operations in well No. 139 (1 stage of fracturing):

Stage 1: injectivity test by staggered reduction of injected water (slickwater) in the volume of 45-60 м³ (preliminarily) with flow rate of 7 м³/min, 6 м³/min, 5 м³/min, 4 м³/min and recording until closure of fracture. Based on results of testing, changes may be made in the design of the main frac.

Этап 2: Проведение ГРП на водной основе с закачкой проппанта фракции 40/70. Концентрация проппанта от 30 до 120 кг/м³, скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин до давление 700 атм. Объем жидкости ГРП (slickwater) составит 150-300 м³ (предварительно).

Используемые химические реагенты:

- Бицид
- Понижитель трения ASP 820 и StimLube, может быть заменен на аналогичный по согласованию с Заказчиком;
- ПАВ / неэмульгирующий реагент;
- Стабилизатор глин.

Проведение ГРП на гелевой основе с закачкой проппанта фракции 20/40 (в т.ч. проппант 20/40 RCP).

Концентрация проппанта от 180 до 1000 кг/м³, скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин. до давления 500 атм. Объем жидкости ГРП составит 100-200 м³ (предварительно).

Используемые химические реагенты:

- Бицид
- Понижитель трения ASP 820 и StimLube, может быть заменен на аналогичный по согласованию с Заказчиком;
- ПАВ / неэмульгирующий реагент
- Стабилизатор глин
- Гуар
- Сшиватель
- Деструктор геля
- Буфер (замедлитель деструктора геля)

5. Требования по выполнению работ

При выполнении работ Подрядчику необходимо:

5.1. Осуществлять руководство, инженерную поддержку и проведение процесса ГРП.

5.2. Осуществлять инженерные и лабораторные работы: подбор рецептуры всех смесей, закачиваемых в скважину и расчет программ по закачкам; лабораторные испытания на месте проведения работ всех смесей, закачиваемых в скважину.

5.3. Поставлять в район проведения работ необходимое оборудование, персонал, инструмент и материалы для проведения работ по ГРП.

5.4. Произвести завоз необходимого запаса

Stage 2: Carrying out water-based fracturing with injection of 40/70 proppant. Proppant concentration from 30 to 120 kg/m³, fluid injection rate of 7-12 m³/min up to pressure of 700 atm. The volume of hydraulic fracturing fluid (slickwater) will be 150-300 m³. (preliminary).

Chemical agents used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with similar one upon agreement with the Customer;
- Surfactant / non-emulsifying reagent;
- Clay stabilizer.

Carrying out gel-based fracturing with injection of 20/40 proppant (including 20/40 RCP proppant).

Proppant concentration from 180 to 1,000 kg/m³, fluid injection rate 7-12 m³/min up to pressure of 500 atm. The volume of hydraulic fracturing fluid will be 100-200 m³. (preliminary).

Chemical agents used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with counterparts upon agreement with the Customer;
- Surfactant / non-emulsifying agent
- Clay stabilizer
- Guar
- Crosslinker
- Gel breaker
- Buffer (gel breaker retarder)

5. Requirements to work execution

In the process of work execution the Contractor shall:

5.1. Provide management, engineering support and carry-out the frac job process.

5.2. Carry out engineering and laboratory work: select the compounding of all mixtures to be pumped into the well and calculate injection programs; on-site laboratory tests of all mixtures to be pumped into the well.

5.3. Supply the necessary equipment, personnel, tools and materials for hydraulic fracturing operations to the work site.

5.4. Deliver the necessary stock of materials

материалов для обеспечения бесперебойной работы бригады ГРП.

5.5. Инспектировать, ремонтировать и калибровать оборудование ГРП в соответствии с установленными процедурами.

6. Инженерное сопровождение

Подрядчик должен оказать инженерную поддержку сервиса, которая включает в себя как минимум:

- Подготовку программ ГРП (дизайн).
- Согласование программ работ с Заказчиком.
- Анализ мини ГРП (тестовой) закачки. Корректировка дизайна ГРП по результатам мини ГРП (тестовой закачки).
- Подбор химических реагентов.
- Проведение лабораторного анализа свойств закачиваемой жидкости на объекте проведения работ.
- Проведение оперативного лабораторного анализа свойств закачиваемой жидкости.
- Подготовка отчётов по выполненным работам. Отчет должен включать, плановые и фактические параметры закачки, описание объема выполненных работ (технологический отчет) и сообщения о любых осложнениях и / или их причинах. Отчет предоставляется в двух экземплярах на русском и английском языке.
- Программа ГРП, а также исходные данные по скважинам должны быть подробно обсуждены с заказчиком до начала работ.

7. Условия поставки оборудования и материалов для проведения ГРП

7.1. Для проведения работ необходимое количество проппанта:

- рассчитывается по предварительному дизайну Подрядчиком и согласовывается с Заказчиком

- использовать проппант (RSP) на каждый порт, не менее 10% от объема.

На Снежное месторождение необходимое количество проппанта (согласно дизайну), предоставляет Подрядчик.

7.2 Все поставки оборудования и материалов должны осуществляться в соответствии с согласованной с Заказчиком «Заявкой на завоз оборудования».

7.3 Подрядчик по заявке Заказчика

to ensure uninterrupted work of the fracturing crew.

5.5. Inspect, repair and calibrate fracturing equipment in accordance with the established procedures.

6. Engineering support

The Contractor shall provide engineering support, including at least the following:

- Preparation of frac programs (design).
- Agreement of work programs with the Customer.
- Analysis of minifrac (injection test). Adjustment of frac design based on the result of minifrac (injection test) analysis.
- Selection of chemicals.
- Lab analysis of injected fluid properties at the work site.
- Prompt lab analysis of injected fluid properties.
- Preparation of reports on completed work. The report shall include planned and actual injection parameters, description of the scope of completed work (process report) and notifications on any complications and/or reasons thereof. The report is provided in two copies in Russian and English.
- Frac program and well-wise input data shall be discussed in detail with the Customer before the start of operations.

7. Terms and conditions for supply of equipment and materials for frac jobs

7.1. The necessary amount of proppant required to perform the job shall be calculated by the Contractor, based on preliminary design and agreed with the Customer.

RSP proppant shall be used for each port (at least 10% of the volume).

Proppant in required quantity (as per frac design) must be provided by the Contractor to Snezhnoye field.

7.2 All equipment and material supplies shall be carried out in compliance with the "Equipment delivery request" agreed with the Customer.

7.3 The Contractor shall provide the following

предоставляет необходимое скважинное оборудование, согласно требованиям технического задания:

- оборудование необходимое для заканчивания боковых горизонтальных стволов и проведения МГРП (**Приложение №4**)

- арматуру ГРП – условный проходной диаметр 100 мм (арматура ГРП должна иметь две задвижки – рабочую и дублирующую), при необходимости;

– адаптер с арматуры ГРП на фонтанную арматуру указонного типа;

– необходимые переводники;

– коллонну НКТ 114 мм;

– в коммерческом предложении компания ГРП должна указать стоимость, сроки и другие условия поставки, аренды скважинного оборудования и проппанта.

7.4 Подрядчик разрабатывает и согласовывает с Заказчиком регламент по эксплуатации Заказчиком либо подрядчиком КРС скважинного оборудования Подрядчика (арматура ГРП, пакер и т.д.). Данный регламент будет являться приложением к основному договору.

7.5 Все оборудование, поставленное Подрядчиком, должно пройти контроль качества. Подрядчик должен за свой счет поддерживать применяемое оборудование в работоспособном состоянии в ходе его использования и устранять любой сбой.

7.6 Всё поставленное оборудование и материалы должны пройти сертификацию в соответствии с требованием законодательства и иметь действительный сертификат качества.

7.7. На период проведения ГРП, Подрядчик обеспечивает наличие дизельного топлива на месторождении за свой счет.

8. Персонал

8.1 Персонал подрядчика должен быть обучен в соответствии с действующими правилами, соблюдать требования правил безопасности, и должен быть обеспечен всем необходимым для производства работ индивидуальными средствами защиты, включая защитную одежду и другие защитные средства.

8.2 Для качественного выполнения услуг по проведению ГРП Подрядчик предоставит как минимум, следующий персонал:

1. Инженер – технолог ГРП;
2. Супервайзер бригады ГРП;
3. Бригада ГРП в количестве достаточном для управления всеми единицами

well equipment in compliance with the requirements of the technical assignment:

- Equipment required to well completion horizontal sidetracked wellbores and to carry out multi-stage hydraulic fracturing (**Appendix No. 4**).

– frac trees – nominal drift diameter 100 mm (frac trees must have two valves – operating and backup), if needed;

– sub from frac tree to x-mas tree of specified type;

– necessary subs;

– string of 114 mm tubing;

– in its price bid, the frac company shall indicate the cost, timelines and other terms and conditions of delivery, rental of well equipment and proppant.

7.4 The contractor shall develop and agree with the Customer a procedure for operation of Contractor's equipment (frac tree, packer, etc.) by the Customer or frac contractor. This procedure shall be an Appendix to the main contract.

7.5 All equipment supplied by the Contractor must undergo quality control. The Contractor shall, at its own expenses, maintain relevant equipment in working condition within the course of its use and rectify any deficiency.

7.6 All supplied equipment and materials shall undergo certification in compliance with the legislation and have valid quality certificate.

7.7. For the period of frac jobs, the Contractor shall ensure availability of diesel fuel at the site at his own expense.

8. Staff

8.1 Contractor's staff shall be trained in compliance with the regulations in force, observe safety rules and shall be equipped with all PPE required for safe work, including protective clothes and other protection equipment.

8.2 For the purpose of high quality of frac operations, the Contractor shall, at the very minimum, provide the following staff:

1. Frac process engineer;
2. Frac crew supervisor;
3. Frac crew with manpower sufficient to operate all equipment.

техники.

9. Документация

9.1 Подрядчик со своим тендерным предложением должен предоставить технические характеристики применяемого оборудования и материалов.

9.2 Подрядчик должен хранить документацию, подтверждающую, что все оборудование проверено, откалибровано, имеет необходимые сертификаты качества и паспорта в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

10. Условия заключения контракта

Планируется до 01 февраля 2025 года заключение прямого контракта на сервисные услуги по проведению ГРП.

11. Другие условия

11.1 По результатам подготовки скважины, а также по результатам теста ГРП, программа ГРП может быть скорректирована.

11.2 Подрядчик несет ответственность за своевременное и качественное выполнение программы Работ.

11.3 На период проведения работ по ГРП на месторождении Подрядчик обеспечивает места для проживания и питания своего персонала собственными силами.

11.4 Обеспечение электроэнергией осуществляет Заказчик.

11.5 Подрядчик сам должен обеспечить себя всеми необходимыми видами страхования, медицинскими услугами и коммуникационным оборудованием на время контракта.

11.6 В коммерческом предложении подрядчик должен предоставить расчетную таблицу стоимости работ ГРП в зависимости от массы закачиваемого в пласт проппанта (от 10 до 100 т, шаг 5 т).

11.7 Участник конкурсного отбора представляет описание всех материалов с указанием всех характеристик и даёт информацию по привлекаемому персоналу на данный вид сервиса. В случае необходимости Компания может запросить дополнительную информацию.

11.8 В коммерческом предложении подрядчик должен предоставить калькуляцию ставки операции ГРП и ставки простоя флота ГРП с указанием перечня техники и оборудования.

11.9 В коммерческом предложении подрядчик должен указать марку понизителя трения, который планируется применять для ГРП.

9. Documents

9.1 The Contractor shall provide technical characteristics of equipment and materials to be used together with his tender bid.

9.2 The Contractor shall keep the documents confirming that all equipment has been checked and calibrated, has necessary quality certificates and datasheets in accordance with the "Safety rules in oil and gas industry".

10. Contract signing

It is planned to sign a direct contract for fracturing services by 01 February 2025.

11. Other terms and conditions

11.1 Frac program may be adjusted based on the results of frac test and the well preparation process.

11.2 The Contractor shall bear responsibility for timely and high quality work performance.

11.3 For the period of frac operations in the field, the Contractor shall ensure accommodation and meals of its staff using its own resources.

11.4 Electrical power shall be provided by the Customer.

11.5 The Contractor shall ensure all necessary types of insurance, medical services and communications equipment for himself for the duration of the contract.

11.6 In the commercial proposal, the Contractor shall provide a cost estimation table for frac jobs based on the mass of proppant to be injected into formation (10 to 100 tons, step – 5 tons).

11.7 The bidder shall provide description of all materials with indication of all characteristics and shall provide information on the staff to be engaged for this particular type of service. If necessary, the Company may request the bidder to provide additional information.

11.8 In the price bid, the Contractor shall provide the calculation of frac operation rate and stand-by rate for frac fleet indicating the list of vehicles and equipment.

11.9 In the price bid, the contractor shall specify the brand of friction reducer, which he plans to use for frac.

11.10 В коммерческом предложении стоимость тестовой закачки на приемистость должна быть включена в стоимость основной ставки ГРП.

11.10 In the price bid, the cost of injectivity test shall be included in the main frac rate.

К техническому заданию прилагается:

Appendices to the technical assignment:

Приложение №1 – График проведения ГРП.
Приложение №2 – Типовая программа скв. №204.
Приложение №3 – Схема устьевого оборудования при проведении ГРП.
Приложение №4 – Спецификация оборудования и услуг для скважин №144, 135, 139, 204.

Appendix No. 1 – Frac schedule.
Appendix No. 2 – Standard program for well No. 204.
Appendix No. 3 – Diagram of wellhead equipment for fracturing operations.
Appendix No. 4 – Specification of equipment and services for wells 144, 135, 139, 204.

Начальник ОРМ

О.В. Новиков

Head of Field Development Department

O.V. Novikov

Главный геолог - зам.генерального директора по геологии и разработке нефтяных и газовых м/р

В.А. Кокунов

Chief Geologist - Deputy General Director for Geology and Oil & Gas Field Development

V.A. Kokunov

Главный советник по разведочной геологии и разработке месторождений

Санджай Парулкар

Chief Advisor for Exploration & Development

Sanjay Parulkar

Главный финансовый директор

Рахул Милинд Пураник

Chief Financial Officer

Rahul Milind Puranik

Главный советник по производству, охране труда и промышленной безопасности, бурению и капитальному ремонту скважин

Бабураро Бурадагунта

Chief Advisor for Production, HSE, Drilling and WO

Baburao Buradagunta

Генеральный директор ООО «Норд Империял»

А.В. Бакланов

General Director of LLC Nord Imperial

A.V. Baklanov

Техническое задание для конкурсного отбора претендентов на сервисные услуги по проведению многостадийного гидроразрыва пластов на скважинах Снежного месторождения в 2025 г.

Technical Assignment for the Tender for services of multi-stage hydraulic fracturing jobs in wells of Snezhnoye field in 2025.

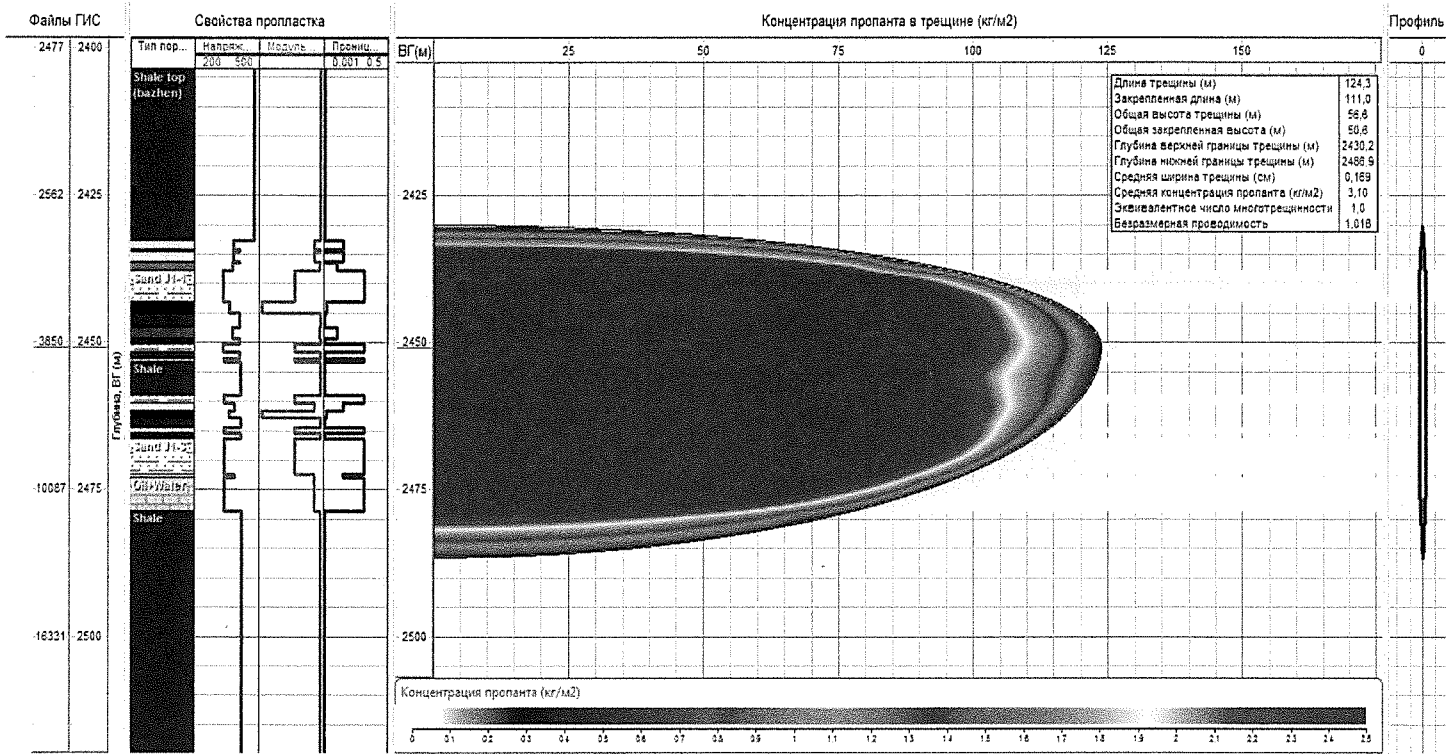
Приложение 1/Appendix 1

Предварительный график поставки оборудования и проведения ГРП на ЗБС в 2025г. / Preliminary schedule for supply of equipment and frac jobs in sidetrack wells in 2025

Месторождение / Field	Скв / Well	Продолжительность работ, сут / Work duration, day	Начало работ / Jobs start	Завершение работ / Jobs finish	апрель 2025г / April 2025	май 2025г / May 2025	июль 2025 г./ July 2025					август 2025 г / August 2025											
					25	2	7	12	13	23	24	4	5	10	11	13	14	19					
Поставка оборудования для проведения многостадийного ГРП / Supply of equipment for multistage fracturing	144, 204, 135, 139	7	25.04.2025	01.05.2025	Поставка оборудования / Supply of equipment																		
мобилизация / mobilization		6	07.07.2025	12.07.2025	моб. флота / Fleet mob.																		
Снежное / Snezhnoye	144	11	13.07.2025	23.07.2025	ГРП / frac																		
	204	11	24.07.2025	04.08.2025	ГРП / frac																		
	135	5	05.08.2025	10.08.2025	ГРП / frac																		
	139	2	11.08.2025	13.08.2025	ГРП / frac																		
демобилизация / demobilization		6	14.08.2025	19.08.2025	демоб. флота / Fleet demob.																		

Приложение 2 / Appendix 2

Типовая программа (дизайн) ГРП, Скв. №204 (одна стадия) /
Standard frac design, well No.204 (one stage)



Приложение 3 / Appendix 3

<p>СОГЛАСОВАНО: Начальник ФГАУ "АСФ" "ЗСПФВЧ" А.М. Нестеренко "___" _____ 2025 г.</p>	<p>СОГЛАСОВАНО: Генеральный директор ООО «Норд Империл» А.В. Бакилов "___" _____ 2025 г.</p>	<p>УТВЕРЖДАЮ: ООО "_____" _____ ФИО "___" _____ 2024 г.</p>																																																																						
<p>Схема обвязки устья скважин Снежного месторождения ООО «Норд Империл» при производстве работ по ГРП</p>																																																																								
<p>Технические условия:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Монтаж и эксплуатация оборудования производится в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (в редакции от 15.12.2020), а так же эксплуатационной документации изготовителя оборудования, регламентами на определенные виды работ и требованиями настоящей схемы. 2. Обеспечить наличие сертификатов на герметизатор устьевой и задвижку ЗМС, а также акты ревизии опрессовки на рабочее давление, до установки на устье скважины, на стенде в условиях механических испытаний. 3. При производстве ГРП для защиты эксплуатационной колонны от высоких давлений обязательно устанавливается пакер, соответствующий диаметру эксплуатационной колонны. Специальное оборудование предоставляется подрядчиком по ГРП. 4. При необходимости между трубой газовой фонтанной арматуры и герметизатором устьевым (герметизирующей катушкой) по.5 устанавливается переходная катушка или переходная прокладка П45/П46 с 180х21/30х35. 5. Нагнетательные линии должны быть собраны из труб с быстроразъемными соединениями и шарнирных колен (устойчивых) и опрессованы на давление не менее 1,25 от ожидаемого давления при проведении ГРП, указанного в плане ведения работ. Результат опрессовки оформляется актом. 6. Рабочее давление герметизатора устьевой по.5 должно быть не менее рабочего давления фонтанной арматуры, установленной на скважине. 7. При разряде скважины после производства ГРП обязательно установка дублирующей задвижки на задвижку по.7. Регулировка потока вязкости задвижкой ЗМС и применение «гибких» шлангов качества выходящей линии запрещается. 8. Допускается применение задвижек ГРП различных типов (с одинаковыми техническими характеристиками) с рабочим давлением не менее 70 МПа. 	<p>Технические условия:</p> <ol style="list-style-type: none"> 9. Рабочее давление катушки (фланца) – трубоделателя по.6 должно быть не менее рабочего давления задвижки по.7, по.9. 10. Перед проведением работ затрубное пространство скважины должно быть заполнено до устья жидкостью, определенной планом работ. 11. Для обеспечения свободного доступа к устьевому оборудованию, установленному на устье скважины, необходимо предусмотреть установку площадок обслуживания. 12. Запрещается размещение и складирование различных предметов, инструмента и оборудования возле узлов управления задвижками. 13. Для обзора специального оборудования ГРП обеспечить круглосуточное дежурство ППУ. 14. Перед проведением ГРП, провести опрессовку напора в затрубное пространство, с составлением акта опрессовки. 15. Перед проведением ГРП на нагнетательную линию от насосного агрегата ЦА-320 устанавливается предохранительный клапан ограничивающий на давление, не превышающее давление опрессовки эксплуатационной колонны, и электронный датчик давления. 16. Предохранительный клапан насосного агрегата, обхвачанный с затрубным пространством, должен выполнять функцию аварийного сброса давления и не допускать роста давления в затрубе более допустимого на эксплуатационную колонну. 17. Зона принадлежности и ответственности за наличие и исправность оборудования определяется на основании п.1052 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», локальных документов недропользователя. 																																																																							
		<p>Условные обозначения:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Поз.</th> <th>Обозначение</th> <th>Наименование</th> <th>Кол.</th> <th>Примечание</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>ОКК1-21-168х245 НЛ</td> <td>Колодная головка</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>КВД-Грпб - 40 МПа</td> <td>Манометр с краном высокого давления</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>ЗМС -65 - 21 МПа</td> <td>Задвижка трубной головки фонтанной арматуры ЗМС</td> <td>2</td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>АФК2-65х21НЛ</td> <td>Трубная головка фонтанной арматуры ЗМС</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>ГУ 180 - 35 НКТ114</td> <td>Герметизатор устьевой</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>КП100х70/180х35 НКТ114</td> <td>Катушка (фланец) трубоделателя</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>ЗМС 80 - 70 80х105, 100х70, 100х105 МПа К1, К2</td> <td>Задвижка ЗМС</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>Анзон SPM - 230 - 100 мм Р-102 МПа с ВРС</td> <td>Фланец с ВРС</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>Анзон SPM - Фмс-76,2 мм Р-102 МПа и др.</td> <td>Фракц. задвижка</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>КВД-2 - 70</td> <td>Кран высокого давления - 2" - 70 (69 МПа)</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>ANSON, SPM, FMS 2x1 - 100 МПа</td> <td>Предохранительный клапан</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>VIATRAN 2x100 МПа</td> <td>Датчик затрубного давления</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>WECO 2x1502</td> <td>Быстроразъемное соединение</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	1	ОКК1-21-168х245 НЛ	Колодная головка	1		2	КВД-Грпб - 40 МПа	Манометр с краном высокого давления	1		3	ЗМС -65 - 21 МПа	Задвижка трубной головки фонтанной арматуры ЗМС	2		4	АФК2-65х21НЛ	Трубная головка фонтанной арматуры ЗМС	1		5	ГУ 180 - 35 НКТ114	Герметизатор устьевой	1		6	КП100х70/180х35 НКТ114	Катушка (фланец) трубоделателя	1		7	ЗМС 80 - 70 80х105, 100х70, 100х105 МПа К1, К2	Задвижка ЗМС	1		8	Анзон SPM - 230 - 100 мм Р-102 МПа с ВРС	Фланец с ВРС	1		9	Анзон SPM - Фмс-76,2 мм Р-102 МПа и др.	Фракц. задвижка	1		10	КВД-2 - 70	Кран высокого давления - 2" - 70 (69 МПа)	1		11	ANSON, SPM, FMS 2x1 - 100 МПа	Предохранительный клапан	1		12	VIATRAN 2x100 МПа	Датчик затрубного давления	1		13	WECO 2x1502	Быстроразъемное соединение	1	
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание																																																																				
1	ОКК1-21-168х245 НЛ	Колодная головка	1																																																																					
2	КВД-Грпб - 40 МПа	Манометр с краном высокого давления	1																																																																					
3	ЗМС -65 - 21 МПа	Задвижка трубной головки фонтанной арматуры ЗМС	2																																																																					
4	АФК2-65х21НЛ	Трубная головка фонтанной арматуры ЗМС	1																																																																					
5	ГУ 180 - 35 НКТ114	Герметизатор устьевой	1																																																																					
6	КП100х70/180х35 НКТ114	Катушка (фланец) трубоделателя	1																																																																					
7	ЗМС 80 - 70 80х105, 100х70, 100х105 МПа К1, К2	Задвижка ЗМС	1																																																																					
8	Анзон SPM - 230 - 100 мм Р-102 МПа с ВРС	Фланец с ВРС	1																																																																					
9	Анзон SPM - Фмс-76,2 мм Р-102 МПа и др.	Фракц. задвижка	1																																																																					
10	КВД-2 - 70	Кран высокого давления - 2" - 70 (69 МПа)	1																																																																					
11	ANSON, SPM, FMS 2x1 - 100 МПа	Предохранительный клапан	1																																																																					
12	VIATRAN 2x100 МПа	Датчик затрубного давления	1																																																																					
13	WECO 2x1502	Быстроразъемное соединение	1																																																																					

Приложение 4 / Appendix 4

№ п/п Serial No.	Наименование оборудования Equipment name	Технические характеристики Technical characteristics	Количество Qty
1.	Подвеска хвостовика не цементруемого для скважин №№ 144, 204, 135/ Cemented liner hanger for wells Nos. 144, 204, 135		3
1.1.	Для эксплуатационной колонны наружным диаметром 168*8,9 мм (6 5/8")/ For production casing with outer diameter of 168*8.9 mm (6 5/8") Открытый ствол 146 мм Uncased borehole 146 mm	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны: максимальный 150,2 мм; / Inner diameter of production casing: Maximum 150.2 mm	
1.2.	139,7 мм х 114,3 мм (5-1/2" х 4-1/2") Подвеска	Нижняя присоединительная резьба 4-	3

	<p>хвостовика и полированное гнездо пакера, / 139.7 mm (5-1/2" x 4-1/2") Liner hanger and polished packer receptacle</p>	<p>1/2" BC/ Зенитный угол в интервале установки 0 – 90 градусов. Перепад давления на пакер 10 000 Psi/ Lower connecting thread 4-1/2" BC. Inclination in the setting interval is 0-90 degrees Packer pressure differential 10,000 Psi</p>	
1.3.	<p>Инструмент посадочный/ Setting tools</p> <p>Возвратный, после спуска и установки хвостовика. Recoverable after running in and setting the liner</p>	<p>Присоединительная резьба 3-102 (3 ½ IF; NC-38); / Connecting thread 3-102(3 ½ IF; NC-38</p>	3
1.4.	<p>Узел уплотнительный, «стингер» внутренний проходной диаметр не менее 90 мм (3-1/2"), фиксация в полированном гнезде пакера разгрузкой веса колонны НКТ или с применением храпового механизма фиксации, группа прочности стали P110/ Seal assembly, stinger, internal drift diameter at least 90 mm (3-1/2"), fixing in polished packer receptacle by unloading weight of TBG string or by using a ratchet retention mechanism, steel grade P110</p>	<p>Присоединительная резьба стингера НКТ114, ГОСТ633-80; ГОСТ 31446-2017/ Connecting thread of stinger and 114 mm TBG, GOST633-80; GOST 31446-2017</p>	3
1.5.	<p>Муфта посадочная 127 (5" группа прочности стали P110/ Landing collar 127mm (5"), steel grade P110</p>	<p>Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/ connecting thread 114 mm (4-1/2") BC</p>	3
1.6.	<p>127 мм (5") Башмак алюминиевый направляющий, вращающийся с обратным клапаном/ 127 mm (5") Aluminium rotating guiding shoe with NRV.</p>	<p>Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/ Connecting thread 4-1/2" BC</p>	3
1.7.	<p>Муфта ГРП 127-133 мм (5" – 5-1/4"), инициируемая перепадом давления, группа прочности стали P110/ 127-133 mm (5– 5-1/4") Frac sleeve initiated by pressure difference, steel grade P110</p>	<p>Присоединительная резьба, 114 (4 1/2") BC/ Connecting thread 4 1/2" BC</p>	3
1.8.	<p>Муфта ГРП 127-133 мм (5" – 5-1/4") инициируемая, <u>растворимыми в водной среде шарами</u> разного диаметра, группа прочности стали P110 / 127-133 mm (5" – 5-1/4") Frac sleeve initiated by balls, dissolvable in aqueous medium of various diameter, steel grade P110</p>	<p>Присоединительная резьба, 114 (4 1/2") BC/ Connecting thread 4 1/2" BC</p> <p>Муфта для ГРП (скользящая муфта) и растворимые в водной среде шары / Frac sleeve (sliding sleeve) and balls dissolvable in aqueous medium</p> <p>3 скважины: 6 стадий; 6 стадий; 3 стадии</p> <p>3 wells: 6 stages; 6 stages; and 3 stages.</p>	12
2.	<p>Разбухающий пакер 133-158 мм (5-1/4" x 6-1/4")/</p>		18

	Swelling packer 133-158 mm (5-1/4" x 6-1/4") Присоединительная резьба, 114 (4-1/2") ВС/ Connecting thread, 114 BC (4-1/2").		
2.1.	<p>Условный размер: в колонне 168 x 8,9 мм</p> <p>в открытом стволе номинальным диаметром 146 мм</p> <p>Nominal size In cased hole 168 x 8.9 mm In open hole of nominal size 146 mm</p> <p>Длина эластомера на патрубке не менее 1,5 м Способ монтажа: вулканизация эластомера на патрубке 114 (4-1/2") x 7,34 мм с присоединительной резьбой 114 (4-1/2") ВС, группа прочности стали P110.</p> <p>The length of elastomer at pup joint shall be at least 1.5 m Installation method: elastomer vulcanization on pup joint 114 (4-1/2") x 7.34 with connection thread 4-1/2" BC, steel grade P110</p>	<p>133 мм (5-1/4") 68,9 МПа (10 000 Psi) при спуске</p> <p>158 мм 6-1/4" 68,9 МПа (10 000 Psi) в расширенном состоянии</p> <p>133 mm (5 1/4") 68.9 MPa (10,000 Psi) while lowering</p> <p>6-1/4" 68.9 MPa (10,000 Psi) when expanded</p>	
2.2.	Перепад давления на пакер/ Pressure differential at the packer	68,9 МПа (10 000 Psi) / 68.9 MPa (10,000 Psi)	
2.3.	Среда набухания / Swelling environment Оптимальное время разбухания/ Optimum time of swelling Забойная температура/ Bottom hole temperature Содержание H ₂ S и CO ₂ /Content of H ₂ S and CO ₂ / Тип ГРП/Type of frac	Нефть/Oil не более 5-7 дней/ not more than 5-7 days 105 °C до 0,003 % up to 0.003 % Гелевый/ Gel-based	
2.4.	Низкофрикционный центратор типа Polymax ТУ 3663-001-12688504-2014/ Low friction centralizer, type: Polymax TU 3663-001-12688504-2014	4-1/2" x 5-1/2" внешний диаметр, выше и ниже разбухающих пакеров, выше и ниже муфт ГРП, по одному на трубу/ 4-1/2" x 5-3/4" OD above and below swell packers, above and below frac sleeves, one per joint	510
3.	Подвеска хвостовика цементируемого для скважины № 139/ Cemented liner hanger for well No. 139		1
3.1.	Для эксплуатационной колонны наружным диаметром 168*8,9 мм (6 5/8")/ For production casing with outer diameter of 168*8.9 mm (6 5/8") Открытый ствол 146 мм	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны: максимальный 150,2 мм; / Inner diameter of production casing: Maximum 150.2 mm	

	Uncased borehole 146 mm		
3.2.	139,7 мм x 114,3 мм (5-1/2" x 4-1/2") Подвеска хвостовика цементируемого и полированное гнездо пакера, / 139.7 mm (5-1/2" x 4-1/2") Cemented liner hanger and polished packer receptacle	Нижняя присоединительная резьба 4-1/2" BC/ Зенитный угол в интервале установки 0 – 90 градусов. Перепад давления на пакер 10 000 Psi/ Lower connecting thread 4-1/2" BC. Inclination in the setting interval is 0-90 degrees Packer pressure differential 10 000 Psi	
3.3.	Рабочее давление пакера/ Working pressure of the packer	68,9 МПа (10 000 Psi) / 68.9 MPa (10,000 Psi)	
3.4.	Инструмент посадочный/ Setting tools Возвратный, после спуска и установки хвостовика./ Recoverable after running in and setting the liner	Присоединительная резьба 3-102 (3 ½ IF; NC-38); / connecting thread 3-102(3 ½ IF; NC-38	
3.5.	Узел уплотнительный, «стингер» внутренний проходной диаметр не менее 90 мм (3-1/2"), фиксация в полированном гнезде пакера разгрузкой веса колонны НКТ или с применением храпового механизма фиксации, группа прочности стали P110/ Seal assembly, stinger, internal drift diameter at least 90 mm (3-1/2"), fixing in polished packer receptacle by unloading weight of TBG string or by using a ratchet retention mechanism, steel grade P110	Присоединительная резьба стингера НКТ114, ГОСТ633-80; ГОСТ 31446-2017/ Connecting thread of stinger and 114 mm TBG, GOST633-80; GOST 31446-2017	
3.6.	127 мм (5") Башмак алюминиевый направляющий 127 mm (5") Aluminium guiding shoe.	Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/connecting thread 4-1/2" BC	1
3.7.	127 мм (5") Обратный клапан 127 mm (5") Non-return valve	Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/ Connecting thread 4-1/2" BC	1
3.8.	127 мм (5") Стоп-патрубок (стоп-кольцо) 127 mm (5") Stopper adapter (stopper ring)	Присоединительная резьба 114 (4-1/2") BC/ Connecting thread 4-1/2" BC	1
3.9.	139,7 мм низкофрикционный центратор типа Polymax TU 3663-001-12688504-2014/ 139.7 mm Low profile centralizer, type: Polymax TU 3663-001-12688504-2014	114x139,7 (4-1/2" x 5-1/2") внешний диаметр, по одному на трубу/ 114x139,7 mm (4-1/2" x 5-1/2") OD , one per joint	172
4.	Поставка запасного комплекта нерастворимых шаров. Возвратные. Supply of a backup set of non-soluble balls. To be returned to contractor [if dissolvable balls function as planned].		12
5.	Инженерное сопровождение процесса спуска и установки хвостовика: - спуск на бурильной колонне и установка хвостовика; - разъединение посадочного инструмента от пакера-подвески хвостовика, подъем; - спуск стингера на НКТ 114, соединение с пакером, опрессовка трубного и затрубного пространства; - разъединение стингера от пакера-подвески хвостовика, подъем. /Engineering support of liner lowering and setting process: - lower on a drill string and install the liner;		4 операции/ 4 operations 2 человека/ 2 people

	<p>- disconnect setting tools from the liner hanger packer, pull out; - lower the stinger on 114 mm TBG, connect to the packer, pressure test tubing space and the annulus; - disconnect the stinger from the liner hanger packer, pull out.</p>	
5.	<p>Использование извлекаемого оборудования Исполнителя (посадочный инструмент, стингер)² Use the Contractor's retrievable equipment (setting tool, stinger)²</p>	1 операция/ 1 operation
6.	<p>Ремонтный пакер с инженерным сопровождением⁵ Repaired packer, engineering support to be provided⁵</p>	1 операции/ 1 operation
7.	<p>По согласованию с Заказчиком приемка оборудования непосредственно на заводе изготовителе или на складе Поставщика специалистами ООО «Рус Империял Групп», ООО «Норд Империял»/ Acceptance of the equipment shall be carried out upon agreement with the Client directly at manufacturing factory or at the warehouse of the Supplier by the specialists of LLC Rus Imperial Group, LLC Nord Imperial.</p>	2 человека/ 2 people
8.	<p>Товар должен быть новым, не бывшим в употреблении./ The goods shall be brand-new, unused.</p>	
9.	<p>Участник тендера может предложить свой вариант компоновки заканчивая при условии соблюдения заявленных технических характеристик оборудования: диаметров, рабочего давления и группы прочности стали. A bidder participant may propose his own version of completion BHA, provided that the declared technical characteristics of the equipment are met: diameters, working pressure and steel strength group.</p>	

Примечания:

1. Инженерное сопровождение спуска и крепления хвостовика, включая предоставление посадочного инструмента для пакер-подвески. Оплачивается за одну операцию и не зависит от времени выполнения работ, количества инженерного персонала и объёма мобилизации/ демобилизации МТР и персонала.
2. Инженерное сопровождение монтажа, установки, опрессовки и демонтажа стингера, включая предоставление самого стингера. Оплачивается за одну операцию и не зависит от времени выполнения работ, количества инженерного персонала и объёма мобилизации / демобилизации МТР и персонала. В случае неудачной попытки стыковки стингера все последующие стингеры и ЗИП до удачной стыковки Исполнитель поставляет за свой счет.
3. Инженерное сопровождение монтажа, активации, опрессовки и разъединения транспортной колонны от ремонтного пакера. Предоставление ремонтного пакера безвозмездно по требованию Заказчика в случае негерметичности пакера основной подвески хвостовика. В случае, если установка ремонтного пакера не привела к устранению негерметичности, Заказчиком может быть потребована установка следующего ремонтного пакера без его оплаты.

Notes:

1. Payment for the engineering support for running and securing the liner, including supply of a landing tool for a packer hanger shall be made for one operation and shall not depend on the time of work, number of engineering personnel and scope of mobilization / demobilization of materials, equipment and personnel.
2. Payment for engineering support during N/U, installation, pressure testing and dismantling of stinger, including the supply of the stinger itself shall be made for one operation and shall not depend on the time of work, number of engineering personnel, scope of mobilization / demobilization of materials, equipment and personnel. In case of failure to set the stinger, the Contractor shall supply all subsequent stingers and spare parts until the successful setting at his own expense.
3. Engineering support of installation, activation, pressure testing and disconnection of the transport string from the repair packer: supply of a repaired packer shall be free of charge at the Client request in case of the leak in the packer of the main liner hanger. If the installation of a repaired packer did not eliminate the leak, the Client may require the installation of the next repaired packer free of charge.

Техническое задание для конкурсного отбора претендентов
на сервисные услуги по проведению многостадийного
гидро разрыва пластов на скважинах Снежного
месторождения в 2025 г.

Technical Assignment for the Tender for
multi-stage hydraulic fracturing in the wells
of Snezhnoye field in 2025.

	Refusal to provide engineering recommendations in writing	Bilateral certificate		
8	Непредоставление в установленный договором срок отчетности по оказанной услуге Failure to provide reporting documents stipulated by the contract within the established timeline	Двухсторонний акт Bilateral certificate	0,98	
<p>1. Коэффициент качества применяется к стоимости услуг по инженерно-технологическому сопровождению работ по сборке и установке технологической оснастки для многостадийного ГРП, спуску и креплению хвостовика.</p> <p>The quality coefficient shall be applied to the cost of engineering support services (assembly and installation of multifrac accessories, running in and setting).</p>				
<p>2. Коэффициент качества определяется как произведение коэффициентов (К) по всем имевшим место обстоятельствам, но не может быть менее 0,8</p> <p>The quality coefficient is determined as a product of (K) coefficients for all occurred circumstances, but it cannot be less than 0.8.</p>				
<p>3. Окончательная сумма, выплачиваемая Подрядчику, определяется как произведение коэффициента качества на общую стоимость услуг, оказанных Подрядчиком на скважине.</p> <p>The final amount payable to the Contractor is determined as a product of quality coefficient and the total cost of services provided by the Contractor in the well.</p>				

Заказчик

Генеральный директор
ООО «Норд Империял»

А.В. Бакланов

Client

General Director
LLC Nord Imperial

A.V. Baklanov

Подрядчик

Contractor
