

Утверждаю/Approved by:

Управляющий директор/

CEO

Шьямал Кумар Рой/

Shyamal Kumar Roy

Shyamal K. Roy 14/7/2022

Техническое задание для конкурсного отбора претендентов на сервисные услуги по проведению многостадийного гидроразрыва пласта в скважине № 579 Среднемайского месторождения, скважинах № 125, 205 Южно-Майского месторождения на 2023-2024 год.

Technical assignment for the tender for multistage frac in well No. 579 Middle-Maiskoye field, and wells 125, 205, South-Maiskoye fields in 2023-2024.

1. Объем планируемых работ

В 2023-2024г запланированы следующие работы по МГРП:

1. Среднемайское месторождение, компания ООО «Альянснефтегаз» - 1 скважина:

- **Скважина № 579**, комплексные работы с поставкой в 2023г. оборудования для проведения многостадийного ГРП и инженерному сопровождению комплектов технических средств, при спуске хвостовика для проведения многостадийного ГРП на месторождениях эксплуатируемых ООО «Альянснефтегаз». А так-же по проведению многостадийного ГРП по программе Hybrid (SlickWater) количество стадий – 12 в 2024 г.

2. Южно-Майское месторождение, компания ООО «Альянснефтегаз» - 2 скважина:

- **Скважина № 125**, комплексные работы с поставкой в 2023г. оборудования для проведения многостадийного ГРП и инженерному сопровождению комплектов технических средств, при спуске хвостовика для проведения многостадийного ГРП на месторождениях эксплуатируемых ООО «Альянснефтегаз» ». А так-же по проведению многостадийного ГРП по программе Hybrid (SlickWater) количество стадий – 10 в 2024 г.

- **Скважина № 205** проведения ГРП на месторождениях эксплуатируемых ООО «Альянснефтегаз» по программе Hybrid (SlickWater), количество стадий – 1 в 2024 г.

2. Сроки проведения работ

Сроки поставки оборудования и порядок проведения работ будут уточняться за месяц до выполнения работы в период действия зимних дорог, согласно предварительного графика (Приложения №1)

1. Planned scope of work

The following hydraulic fracturing activities are planned in 2023-2024:

1.1. Middle-Maiskoye field, Allianceneftegas, LLC - 1 well:

- **Well No. 579**, complex works with the supply 2023 of equipment for multistage hydraulic fracturing and engineering support of sets of technical means, when R/I the liner for multistage hydraulic fracturing in the fields operated by Allianceneftegas, LLC, and for multi-stage hydraulic fracturing by Hybrid (SlickWater) program, the number of stages is 12 in 2024;

2. South-Maiskoye field, Allianceneftegas LLC - 2 wells:

- **Well No. 125**, complex works with delivery of equipment for multistage hydraulic fracturing in 2023, along with engineering support of technical means, when running-in the liner for multistage hydraulic fracturing in the fields operated by Allianceneftegas LLC, and for for multi-stage hydraulic fracturing by Hybrid (SlickWater) program, the number of stages is 10 in 2024;

- **Well No. 205:** multistage hydraulic fracturing in the fields operated by Allianceneftegas LLC, according to the Hybrid (SlickWater) program, number of stages - 1 in 2024.

2. Terms of work

Equipment delivery deadlines and the procedure for performing the work will be specified one month before the start of work upon the availability of winter roads, and according to the preliminary schedule (Attachment No. 1)

3. Геолого-техническая информация:

Среднемайское нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области в 192 км. от г. Кедрового.

Лицензия ТОМ №13971 НЭ от 28.02.2007 г. выдана ООО «Норд Империял» (634041, г. Томск, пр. Кирова 51а стр.15, тел. (3822) 55-68-68) на срок до 01.03.2027г.

Месторождение находится в районе со слабо развитой инфраструктурой.

3.1. Скважина № 579

Пласт – Ю14-15 Тюменская свита;

Тип скважины – горизонтальная

Глубина скважины по стволу (MD) – 4430 м;

Эксплуатационная колонна – Ø178мм:

0-3015 м толщина стенки 8,1мм, марка стали «N-80 (E)»;

Хвостовик – Ø114.3мм:

3280-4430 м толщина стенки 7.4мм, марка стали «P-110», с подвесным устройством хвостовика и полированным седлом, технологией сдвигающих муфт “Sliding sleeves” с растворимыми в водной среде шарами (11 сдвижных муфт + клапан, активируемый разницей давлений). Установка саморазбухающих пакеров через 90-114м. типа Swelling packer. Гарантированное время нерастворения шаров в водной среде – 5 часов.

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

3. Geological and technical information:

Middle-Maiskoye oil field is located in Kargasok district of the Tomsk region, 192 km. from Kedrovoy town.

License TOM No. 13971 NE dated February 28, 2007 issued to Nord Imperial LLC (634041, Tomsk, Kirova prospekt 51a, building 15, tel. (3822) 55-68-68) for a period up to 01.03.2027.

The field is located in an area with poorly developed infrastructure.

3.1. Well No. 579

Formation - J14-15 Tyumen suite;

Well type - horizontal

Wellbore depth (MD) – 4430 m;

Production casing - Ø178mm:

0-3015m, wall thickness 8.1 mm, steel grade "N-80 (E)";

Liner - Ø114.3mm:

3280-4430 m, wall thickness 7.4mm, steel grade "R-110", with a hanger and a polished bore, Sliding sleeves technology with water-soluble balls (11 sliding sleeves + valve activated by pressure difference).

Setting self-expanding packers - every 90-114 m. Swelling packer type. The guaranteed time for the balls to remain undissolved in the water environment is 5 hours.

Tubing string: - diameter 114 mm, wall thickness 7.4 mm, steel grade "R-110". The tubing shall be run up to the point where the liner hanger and the polished bore are installed, and is connected to the liner by a seal.

The supply of equipment for the completion of

Поставка оборудования для завершения строительства скважины №579 выполняется согласно Приложения №2 и Приложения №1

Давление опрессовки 210атм.

Устьевое оборудование – на устье установлено следующее оборудование: СНМ1-21.01 АА ТН. ХТ – 65х21.01АА.

Устьевое оборудование для проведения ГРП:

Для проведения ГРП устье скважины оборудуется арматурой ГРП с условным проходным диаметром 100 мм и максимальным рабочим давлением не менее 700 атм.

Арматуру ГРП, адаптер, переводники - предоставляет Подрядчик. **Устройство для сброса шара предоставляет компания ГРП.**

3.1.1 Технология и последовательность проведения гибридного ГРП, масса проппанта 40 тн (1-5 стадии):

(дизайн ГРП готовит Подрядчик, согласовывает с Заказчиком).

Этап 1: Открытие гидравлической муфты для 1-й стадии / сброс и прокачка шара с расходом не более 1,5 м3/мин для открытия муфты для предстоящей стадии (обязательный контроль за диаметрам шара).

Этап 2: Мини ГРП, проведение тестирования на приемистость пласта на водной основе + проппант 2 т. 40/70, жидкость ГРП (предварительный дизайн). По результату Мини ГРП возможны изменения в основном ГРП.

Этап 3: проведение ГРП на водной основе

construction well # 579 shall be performed in accordance with Attachment # 2 and Attachment # 1.

Test pressure - 210 atm.

Wellhead equipment - the following equipment is installed at the wellhead: SNM1-21.01 AA TN. HT - 65x21.01AA.

Wellhead equipment for hydraulic fracturing:

For hydraulic fracturing, the wellhead is equipped with hydraulic fracturing valves having nominal bore diameter of 100 mm and a maximum working pressure of at least 700 atm.

Hydraulic fracturing valves, adapter, subs – shall be provided by the Contractor. The ball drop device shall be provided by the Fracturing Party.

3.1.1 Technology and sequence of the hybrid fracturing, proppant weight 40 tons (stages 1-5):

(Hydraulic fracturing design shall be prepared by the Contractor, and approved with the Client).

Stage 1: Opening the hydraulic coupling for the stage 1 / dropping and pumping the ball with a flow rate not exceeding 1.5 m3 / min to open the sleeve for the next stage (control of the ball diameter is mandatory).

Stage 2: **Mini frac, water based injectivity testing + 2 tn of 40/70 proppant, hydraulic fracturing fluid** (preliminary design). As a result of the mini frac, changes in the main frac may be possible.

Stage 3: water-based hydraulic fracturing with

с закачкой пропанта фракции 40/70. **Концентрация пропанта 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 глины ;

Этап 4: проведение ГРП на гелевой основе с закачкой пропанта фракции 20/40 (в т.ч. пропанта 20/40 RCP 10% от общей загрузки).

Концентрация пропанта от 180 до 900кг/м3, скорость закачки жидкости 7-12 м3/мин. до давления 600 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 глины
- Гуар
- Сшиватель
- Деструктор геля
- Буфер (замедлитель деструктора геля)

Следующая стадия начинается с 1этапа (сброс и прокачка шара).

3.1.2 Технология и последовательность проведения гибридного ГРП, масса пропанта 60 тн (6-12 стадии):
(дизайн ГРП готовит Подрядчик,

injection of 40/70 proppant. Proppant concentration shall be from 30 to 120 kg / m3, fluid injection rate 7-12 m3 / min. up to a pressure of 700 atm. The volume of hydraulic fracturing fluid (slickwater) will be 150-300 m3. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, may be replaced with an analogue upon agreement with the Client;
- surfactant / non-emulsifying agent;
- Clay stabilizer;

Stage 4: gel-based hydraulic fracturing with injection of proppant fraction 20/40 (including RCP proppant 20/40, 10% of the total load).

Proppant concentration: from 180 to 900 kg / m3, fluid injection rate 7-12 m3 / min. up to a pressure of 600 atm, volume of hydraulic fracturing fluid: 100-200 m3. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, may be replaced with an analogue upon agreement with the Client;
- surfactant / non-emulsifying agent
- Clay stabilizer
- Guar
- Cross linker
- Gel destructor
- Poiser (gel destructor retarder)

Next stage starts with stage 1 (dropping and pumping-in the ball).

3.1.2 Hybrid fracturing technology and sequence, proppant weight 60 tons (6-12 stages):
(Hydraulic fracturing design shall be prepared by the Contractor, and agreed with

согласовывает с Заказчиком).

Этап 1: Открытие гидравлической муфты для 6-й стадии / сброс и прокачка шара с расходом не более 1,5 м³/мин для открытия муфты для предстоящей стадии (обязательный контроль за диаметрами шара).

Этап 2: **Мини ГРП**, проведение тестирования на приемистость пласта **на водной основе + проппант 2 т. 40/70 жидкость ГРП** (предварительный дизайн). По результату Мини ГРП 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, 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 глины ;

Этап 4: **проведение ГРП на гелевой основе с закачкой проппанта фракции 20/40 (в т.ч. проппант 20/40 RCP 10% от общей загрузки).**

Концентрация проппанта от 180 до 900кг/м³, скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин. до давления 600 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

the Client).

Stage 1: Opening the hydraulic sleeve for the 6th stage / dropping and pumping the ball with a flow rate not exceeding 1.5 m³ / min to open the sleeve for the next stage (control of the ball diameter is mandatory).

Stage 2: **Mini frac, water based** injectivity testing + **2 tns of 40/70 proppant**, frac fluid (preliminary design). As a result of the mini frac, changes in the main frac may be possible.

Stage 3: **water-based hydraulic fracturing** with injection of 40/70 proppant. **Proppant concentration from 30 to 120 kg / m³, fluid injection rate 7-12 m³ / min. up to a pressure of 700 atm.** The volume of hydraulic fracturing fluid (slickwater) will be 150-300 m³. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with a similar one upon agreement with the Client;
- surfactant / non-emulsifying agent;
- Clay stabilizer;

Stage 4: **gel based hydraulic fracturing** with injection of 20/40 proppant (**including 20/40 RCP proppant, 10% of the total load**).

Proppant concentration from 180 to 900 kg / m³, fluid injection rate 7-12 m³ / min. up to a pressure of 600 atm. The volume of hydraulic fracturing fluid will be 100-200 m³. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, which can be replaced with a similar one upon agreement with the Client;

согласованию с Заказчиком;

- ПАВ / неэмульгирующий реагент
- Стабилизатор глин
- Гуар
- Сшиватель
- Деструктор геля
- Буфер (замедлитель деструктора геля)

Следующая стадия начинается с 1этапа (сброс и прокачка шара).

Южно-Майское нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области в 192 км. от г. Кедрового.

Лицензия ТОМ №15008 НЭ от 28.09.2010 г. выдана ООО «Альянснефтегаз» (634041, г. Томск, пр. Кирова 51а стр.15, тел. (3822) 55-68-68) на срок до 15.10.2030г.

3.2. Скважина № 125

Пласт – Ю14-15 Тюменская свита;

Тип скважины – горизонтальная

Глубина скважины по стволу (MD) – 4150м;

Эксплуатационная колонна – Ø178мм:

0-3255,7 м толщина стенки 8,1мм, марка стали «N-80 (E)»;

Хвостовик – Ø114.3мм:

3255,7-4150 м толщина стенки 7.4мм, марка стали «P-110», с подвесным устройством хвостовика и полированным седлом, технологией сдвигающих муфт “Sliding sleeves” с растворимыми в водной среде шарами (10 сдвижных муфт + клапан, активируемый разницей давлений). Установка саморазбухающих пакеров через 90-114м. типа Swelling packer. Гарантированное время нерастворения шаров в водной среде – 5 часов.

Колонна НКТ – диаметр 114мм, толщина стенки 7,4 мм, марка стали «P-110». Спуск НКТ осуществляется до места установки подвески

• surfactant / non-emulsifying agent

• Clay stabilizer

• Guar

• Cross-linker

• Gel destructor

• Buffer (gel destructor retarder)

The next stage starts with stage 1(dropping and pumping-in the ball).

South-Maiskoye oil field is located in the Kargasoksky district of the Tomsk region, 192 km from Kedrovyy town.

License TOM No. 15008 NE dated 28.09.2010 was issued to Allianceneftegaz LLC (634041, Tomsk, 51a Kirov Ave., building 15, tel. (3822) 55-68-68) for a period until 15.10.2030.

3.2. Well No. 125

Formation - J14-15 Tyumen Formation;

Well type - horizontal

Wellbore depth along the borehole (MD) - 4150 m;

Production casing - Ø178mm:

0-3255.7 m wall thickness 8.1 mm, steel grade "N-80 (E)";

Liner - Ø114.3mm:

3255.-4150 m wall thickness 7.4 mm, steel grade "R-110", with a hanger device and a polished bore, technology of sliding sleeves with water-soluble balls (10 sliding sleeves + valve, activated pressure difference).

Installation of self-expanding packers after every 90-114 m. Swelling packer type. The guaranteed time for the balls to remain undissolved in the aquatic environment is 5 hours.

Tubing string - diameter 114 mm, wall thickness 7.4 mm, steel grade "R-110". The tubing is run up to the point where the liner hanger and

хвостовика и полированного седла, и соединяется с хвостовиком посредством установки герметизирующего уплотнителя.

Поставка оборудования для завершения строительства скважины №125 выполняется согласно Приложения №2 и Приложения №1

Давление опрессовки 210атм.

Устьевое оборудование – на устье установлено следующее оборудование: СНМ1-21.01 АА ТН. ХТ – 65x21.01АА.

Устьевое оборудование для проведения ГРП:

Для проведения ГРП устье скважины оборудуется арматурой ГРП с условным проходным диаметром 100 мм и максимальным рабочим давлением не менее 700 атм.

Арматуру ГРП, адаптер, переводники - предоставляет Подрядчик. Устройство для сброса шара предоставляет компания ГРП.

3.2.1 Технология и последовательность проведения гибридного ГРП, масса проппанта 30 тн (1-3 стадии):

(дизайн ГРП готовит Подрядчик, согласовывает с Заказчиком).

Этап 1: Открытие гидравлической муфты для 1-й стадии / сброс и прокачка шара с расходом не более 1,5 м3/мин для открытия муфты для предстоящей стадии (обязательный контроль за диаметрам шара).

Этап 2: **Мини ГРП**, проведение тестирования на приемистость пласта **на водной основе + проппант 2 т. 40/70, жидкость ГРП** (предварительный дизайн). По результату

polished bore are installed, and is connected to the liner by a seal.

Equipment supply for completion of well No. 125 shall be carried out in accordance with Attachment No. 2 and Attachment No. 1

Test pressure 210 atm.

Wellhead equipment - the following equipment is installed at the wellhead: SNM1-21.01 AA TN. HT - 65x21.01AA.

Wellhead equipment for hydraulic fracturing:

For hydraulic fracturing, the wellhead shall be equipped with hydraulic fracturing valves with a nominal bore diameter of 100 mm and a maximum working pressure of at least 700 atm.

Hydraulic fracturing valves, adapter, subs – shall be provided by the Contractor. The ball dropping device shall be provided by the Fracturing contractor.

3.2.1 Technology and sequence of hybrid hydraulic fracturing, proppant weight 30 tons (1-3 stages):

(Hydraulic fracturing design shall be prepared by the Contractor, and agreed with the Client).

Stage 1: Opening the hydraulic coupling for the 1st stage / dropping and pumping the ball with a flow rate not exceeding 1.5 m3 / min to open the coupling for the next stage (control of the ball diameters is mandatory).

Stage 2: Mini frac, water-based injectivity testing + **2 tn of 40/70 proppant, hydraulic fracturing fluid** (preliminary design). Based on

Мини ГРП 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, 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 глины ;

Этап 4: проведение ГРП на гелевой основе с закачкой проппанта фракции 20/40 (в т.ч. проппант 20/40 RCP 10% от общей загрузки).

Концентрация проппанта от 180 до 900кг/м³, скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин. до давления 600 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 глины
- Гуар
- Сшиватель
- Деструктор геля
- Буфер (замедлитель деструктора геля)

Следующая стадия начинается с 1этапа (сброс и прокачка шара).

the mini frac design, changes in the main frac program may be possible.

Stage 3: water-based hydraulic fracturing with injection of 40/70 proppant. **Proppant concentration from 30 to 120 kg / m³, fluid injection rate 7-12 m³ / min. up to a pressure of 700 atm.** The volume of hydraulic fracturing fluid (slickwater) will be 150-300 m³. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with a similar one by agreement with the Client;
- surfactant / non-emulsifying agent;
- Clay stabilizer;

Stage 4: gel-based hydraulic fracturing with injection of 20/40 fraction proppant (**including 20/40 RCP proppant, 10% of the total load**).

Proppant concentration from 180 to 900 kg / m³, fluid injection rate 7-12 m³ / min. up to a pressure of 600 atm. The volume of hydraulic fracturing fluid will be 100-200 m³. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with a similar one by agreement with the Client;
- surfactant / non-emulsifying agent
- Clay stabilizer
- Guar
- Cross-linker
- Gel destructor
- Buffer (gel destructor retarder)

Next stage begins with stage 1 (dropping and pumping the ball).

3.2.2 Технология и последовательность проведения гибридного ГРП, масса проппанта 35 тн (4-10 стадии):

(дизайн ГРП готовит Подрядчик, согласовывает с Заказчиком).

Этап 1: Открытие гидравлической муфты для 4-й стадии / сброс и прокачка шара с расходом не более 1,5 м³/мин для открытия муфты для предстоящей стадии (обязательный контроль за диаметрами шара).

Этап 2: **Мини ГРП**, проведение тестирования на приемистость пласта **на водной основе + проппант 2 т. 40/70 жидкость ГРП** (предварительный дизайн). По результату Мини ГРП 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, 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 10% от общей загрузки).**

Концентрация проппанта от 180 до 900кг/м³, скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин. до давления 600 атм. Объем жидкости ГРП составит 100-200 м³. (предварительно).

3.2.2 Technology and sequence of hybrid hydraulic fracturing, proppant mass 35 tons (4-10 stages):

(Hydraulic fracturing design shall be prepared by the Contractor and agreed with the Client).

Stage 1: Opening the hydraulic sleeve for the 4th stage / dropping and pumping the ball with a flow rate of not more than 1.5 m³ / min to open the coupling for the next stage (control of the ball diameters is mandatory).

Stage 2: **Mini frac, water based injectivity testing + 2 tns of 40/70 proppant, frac fluid (preliminary design).** Based on the mini frac design, changes in the main frac may be possible.

Stage 3: **water-based hydraulic fracturing** with injection of 40/70 proppant. Proppant concentration from 30 to 120 kg / m³, fluid injection rate 7-12 m³ / min. up to a pressure of 700 atm. The volume of hydraulic fracturing fluid (slickwater) will be 150-300 m³. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with a similar one by agreement with the Client;
- surfactant / non-emulsifying agent;
- Clay stabilizer;

Stage 4: **gel-based hydraulic fracturing** with injection of 20/40 fraction proppant **(including 20/40 RCP proppant, 10% of the total load).**

Proppant concentration from 180 to 900 kg / m³, fluid injection rate 7-12 m³ / min. up to a pressure of 600 atm. The volume of hydraulic fracturing fluid will be 100-200 m³. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide

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)
Следующая стадия начинается с 1этапа (сброс и прокачка шара).

3.3. Скважина № 205

Пласт – Ю14-15 Тюменская свита;

Тип скважины – наклонно-направленная

Глубина скважины по стволу (MD) – 3220 м;

Эксплуатационная колонна – Ø168мм:

0-3220 м. толщина стенки 8,1мм, марка стали «N-80 (E)»;

Колонна НКТ + пакер – диаметр 114мм, толщина стенки 7 мм, марка стали «P-110». Для герметизации затрубного пространства используется пакер. Низ пакера оборудуется хвостовиком – НКТ-114мм 1 шт + воронка НКТ.

Устьевое оборудование – на устье установлено следующее оборудование: ОКК21*168 200ХЛ, АФК1Э-65х21ХЛ.

Устьевое оборудование для проведения ГРП:

Для проведения ГРП устье скважины оборудуется арматурой ГРП с условным проходным диаметром 100мм и максимальным рабочим давлением не менее 700 атм.

Арматуру ГРП, адаптер, пакер и переводники - предоставляет Подрядчик.

НКТ-114 мм – предоставляет Заказчик

• Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with a similar one by agreement with the Client;

- surfactant / non-emulsifying agent
- Clay stabilizer
- Guar
- Cross-linker
- Gel destructor
- Buffer (gel destructor retarder)

The next stage begins with stage 1 (dropping and pumping the ball).

3.3. Well No. 205

Formation - J14-15 Tyumen Formation;

Well type - directional

Wellbore depth (MD) - 3220 m;

Production column - Ø168mm:

0-3220 m. Wall thickness 8.1 mm, steel grade "N-80 (E)";

Tubing string + packer - diameter 114mm, wall thickness 7mm, steel grade "R-110". A packer is used to seal the annulus. The bottom of the packer is equipped with a liner - tubing-114mm 1 pc + tubing funnel.

Wellhead equipment - the following equipment is installed at the wellhead: ОКК21 * 168 200HL, АФК1Э-65х21ХЛ.

Wellhead equipment for hydraulic fracturing:

For hydraulic fracturing, the wellhead is equipped with hydraulic fracturing valves having nominal bore diameter of 100 mm and a maximum working pressure of at least 700 atm.

Frac fittings, adapter, packer and subs shall be provided by the Contractor.

114 mm pipe shall be provided by the Client.

3.3.2 Технология и последовательность проведения гибридного ГРП, масса пропанта 40 тн (1стадия):

(дизайн ГРП готовит Подрядчик, согласовывает с Заказчиком).

Этап 1: Мини ГРП, проведение тестирования на приемистость пласта на водной основе + пропант 2 т. 40/70, жидкость ГРП (предварительный дизайн). По результату Мини ГРП возможны изменения в основном ГРП.

Этап 2: проведение ГРП на водной основе с закачкой пропанта фракции 40/70. Концентрация пропанта 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 ;

Этап 3: проведение ГРП на гелевой основе с закачкой пропанта фракции 20/40 (в т.ч. пропант 20/40 RCP 10% от общей загрузки).

Концентрация пропанта от 180 до 900кг/м³, скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин. до давления 600 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

3.2.2 Technology and sequence of hybrid hydraulic fracturing, proppant mass 40 tons (1 stage):

(Hydraulic fracturing design shall be prepared by the Contractor and agreed with the Client).

Stage 1: Mini frac, water based injectivity testing + 2 tns of 40/70 proppant, frac fluid (preliminary design). Based on the mini frac design, changes in the main frac may be possible.

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

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with a similar one by agreement with the Client;
- surfactant / non-emulsifying agent;
- Clay stabilizer;

Stage 3: gel-based hydraulic fracturing with injection of 20/40 fraction proppant (including 20/40 RCP proppant, 10% of the total load).

Proppant concentration is from 180 to 900 kg / m³, fluid injection rate 7-12 m³ / min. up to a pressure of 600 atm. The volume of hydraulic fracturing fluid will be 100-200 m³. (preliminary).

Chemicals used:

- Biocide
- Friction reducer ASP 820 and StimLube, can be replaced with a similar one by agreement with

согласованию с Заказчиком;

- ПАВ / неэмульгирующий реагент
- Стабилизатор глин
- Гуар
- Сшиватель
- Деструктор геля
- Буфер (замедлитель деструктора геля)

4. Требования по выполнению работ

Работы необходимо провести в два этапа: 1 этап поставка материалов с 01.04.2023г по 22.07.2023г. 2 этап проведение МГРП с 01.01.2024 по 06.03.2024 г., в период действия зимних дорог.

Для выполнения работ Подрядчику необходимо:

4.1 Обеспечить объём собственного емкостного парка – не менее **1200 м3**. **Завоз и нагрев воды до необходимой температуры подрядчик осуществляет собственными силами.**

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

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

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

4.4 Осуществлять руководство, инженерную поддержку и проведение процесса ГРП.

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

the Client;

- surfactant / non-emulsifying agent
- Clay stabilizer
- Guar
- Cross-linker
- Gel destructor
- Buffer (gel destructor retarder)

4. Requirements to work execution

The work shall be carried out in two stages. Stage 1: delivery of materials from 01.04.2023 - 22.07.2023. Stage 2: multi-stage hydraulic fracturing from 01.01.2024 to 06.03.2024 during winter road availability period.

For work execution the Contractor shall:

4.1 Provide a volume of own tank farm of at least **1200 m3**. **The Contractor shall deliver and heat water to the required temperature on its own.**

Water supply is provided by the Client.

4.2 Provide pumping equipment as needed to ensure the fluid injection rate during hydraulic fracturing (**total pump capacity shall be not less than 1600 horse power**) with a reserve of 3200 hp:

- not less than 7-12 m3/min at a pressure of 700 atm. (and possibility to increase the rate to 14 m3/min and pressure 500atm).

4.3. Have available equipment for the assembly of high-pressure injection lines from the manifold unit to the wellhead of **at least 40m long**.

4.4 Provide for management, engineering support and performing the frac job process.

4.5 Carry out engineering and laboratory work: selection of the compounding of all mixtures pumped into the well and calculation of injection programs; on-site laboratory tests of all mixtures pumped into the well.

проведения работ всех смесей, закачиваемых в скважину.

4.6 Поставлять в район проведения работ необходимое оборудование, персонал, инструмент и материалы для проведения работ по ГРП согласно утвержденного дизайна по скважине.

4.7 Произвести завоз необходимого запаса материалов для обеспечения бесперебойной работы бригады ГРП.

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

5. Инженерное сопровождение

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

- Подготовку программ ГРП (дизайн).
- Согласование программ работ с Заказчиком.
- Замещения (тестовая) закачка. 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.

4.6 Supply the necessary equipment, personnel, tools and materials for hydraulic fracturing operations to the site in accordance with the approved frac design for the well.

4.7 Deliver the necessary stock of materials to ensure continuous and uninterrupted operation of the hydraulic fracturing crew.

4.8 Inspect, repair and calibrate hydraulic fracturing equipment in accordance with established procedures.

5. Engineering support

Contractor shall provide engineering support services, which include at least:

- Preparation of the frac job (design) programs.
- Coordination of work programs with the Client.
- Analysis of the mini hydraulic fracturing (test) injection.

Adjustment of the hydraulic fracturing design as per results of mini-hydraulic fracturing (test injection).

- Selection of chemical agents.
- Laboratory analysis of the properties of the injected fluid at the work site.
- Fast-track laboratory analysis of the properties of the injected fluid.
- Prepare reports on the work performed.

The report shall include planned and actual injection parameters, a description of the scope of work performed (technological report) and reports of any complications and/or their causes.

- The hydraulic fracturing program and data shall be discussed in detail with the Client prior to the start-

- Программа ГРП, а также исходные данные по скважинам должны быть подробно обсуждены с заказчиком до начала работ.

6. Условия поставки оборудования и материалов для проведения ГРП

6.1 Для проведения работ (предварительно) необходимо проппанта:

- Среднемайское месторождение – 620 т,**
- в т.ч. \approx 40/70 CarboProp-276т., 20/40 CarboProp-282т., 20/40 CarboProp RCP- 62т.
Южно-Майское месторождение – 375 т,
- в т.ч. \approx 40/70 CarboProp-140т., 20/40 CarboProp-194т., 20/40 CarboProp RCP- 41т.

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

6.3 **Подрядчик по заявке Заказчика предоставляет необходимое скважинное оборудование, согласно требованиям технического задания:**

- оборудования для окончания строительства скважины согласно Приложения №2
- 3 арматуры ГРП – условный проходной диаметр 100мм (арматура ГРП должна иметь две задвижки – рабочую и дублирующую), при необходимости;
- 3 адаптера с арматуры ГРП на фонтанную арматуру указонного типа;
- необходимые переводники;
- пакер для 114 НКТ

В коммерческом предложении компания ГРП должна указать стоимость, сроки и другие условия поставки, аренды скважинного

up of work.

6. Terms of delivery of equipment and materials for hydraulic fracturing

6.1 (Preliminary) amount of proppant required for execution of works:

- Middle Maiskoye field – 620 tons,**
- including \approx 276 tons of 40/70 CarboProp, 282 tons of 20/40 CarboProp, 62 tons of 20/40 CarboProp RCP.
South-Mayskoye field - 375 tons,
- incl. \approx 140tns of 40/70 CarboProp, 194tns of 20/40 CarboProp, 41 tns of 20/40 CarboProp RCP.

6.2 All supplies of equipment and materials shall be carried out in accordance with the “Requisition for delivery of equipment” agreed with the Client.

6.3 The Contractor at the request of the Client shall provide the necessary down hole equipment as per requirements of the technical assignment:

- equipment for the completion of well construction in accordance with Attachment No. 2
- 3 hydraulic fracturing valves - nominal bore diameter 100 mm (frac tree must have two set of valves - working and the backup), if necessary;
- 3 adapters from the hydraulic fracturing valve to the Christmas tree of the specified type;
- essential subs.
- packer for 114 mm Tbg

Commercial bid of the frac company shall state the cost, terms and other conditions of delivery, rental of well equipment and proppant.

оборудования и проппанта.

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

6.5 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.

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

6.7 На период проведения ГРП, Подрядчик обеспечивает свою технику дизельным топливом самостоятельно.

7. Персонал

7.1 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.

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

- 1- Инженер – технолог ГРП;
- 2- Инженер по сопровождению процесса спуска и установки хвостовика;
- 3- Супервайзер бригады ГРП;
- 4- Бригада ГРП в количестве достаточном для управления всеми единицами техники;

6.4 The Contractor shall develop and agree with the Client the rules for operation by the Client or WO Contractor of the Contractor's equipment (fracturing fittings, etc.). These rules shall be an Attachment to the main Contract.

6.5 All equipment supplied by the Contractor shall be subject to quality control. The Contractor shall, at its own expense, maintain the equipment used in working condition during its use and eliminate any malfunction.

6.6 All the supplied equipment and materials shall be certified in accordance with the requirements of the legislation and have a valid quality certificate.

6.7 For the term of the frac job the Contractor shall provide for the diesel fuel for its equipment and vehicles at its own expense.

7. Staff

7.1 The Contractor's personnel shall be trained in accordance with the applicable rules, comply with the safety regulations requirements and provided with all the necessary protective equipment, including protective clothing and other protective means.

7.2 To provide high-quality services for hydrofracturing jobs, the Contractor will provide at least the following personnel:

1. Technical Engineer for hydraulic fracturing jobs;
2. Engineer for support of running-in and setting of the liner;
3. Supervisor for hydraulic fracturing jobs;
3. Hydraulic fracturing crew in the number of employees sufficient to control all units of equipment;

8. Документация

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

8.2 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».

9. Условия заключения контракта

Планируется до 01 февраля 2023 года заключение прямого контракта на сервисные услуги по проведению ГРП.

10. Другие условия

10.1 По результатам подготовки скважины, а также по результатам Мини ГРП, программа ГРП может быть скорректирована.

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

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

10.4 Обеспечение электроэнергией осуществляет Заказчик.

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

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

10.7 Подрядчик рассчитывает доход/спуск хвостовика по плановому профилю и по фактиче-

8. Documentation

8.1 The Contractor with its tender bid shall provide the technical characteristics of the equipment and materials used.

8.2 The Contractor shall keep documentation confirming that all equipment has been checked, calibrated, has the necessary quality certificates and passports in accordance with requirements of “Safety rules in oil and gas industry”.

9. Terms of the Contract

It is planned to sign direct Contract for hydraulic fracturing operations by February 01, 2023.

10. Other terms and conditions

10.1 The hydraulic fracturing program can be adjusted as per results of well preparation and a mini-frac job.

10.2 The Contractor shall be responsible for timely and high-quality execution of the Work program.

10.3 The Contractor shall provide for the accommodation and catering for its personnel on its own for the period of work on hydraulic fracturing at the field.

10.4 Electricity shall be provided by the Client.

10.5 The Contractor shall provide its employees with all necessary types of insurance, medical services and communication equipment during the period of Contract validity.

10.6 In the commercial bid the Contractor shall provide a calculation table of the cost of hydraulic fracturing, depending on the mass of proppant pumped into the formation (from 10 to 100 tons, accounting the step of 5 tons).

10.7 Contractoer shall calculate lowering/R/I of the liner based on designed and factual profile.

<p>скому.</p> <p>10.8 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.</p> <p>10.9 В коммерческом предложении подрядчик должен предоставить калькуляцию ставки операции ГРП и ставки простоя флота ГРП с указанием перечня техники и оборудования.</p> <p>10.10 В коммерческом предложении подрядчик должен указать марку понизителя трения, который планируется применять для ГРП.</p> <p>10.11 В коммерческом предложении стоимость Мини ГРП должна быть включена в стоимость каждой ставки ГРП.</p> <p>К техническому заданию прилагается:</p> <p>Приложение №1 – Предварительный график проведения ГРП 2023-2024 г</p> <p>Приложение №2 - Оборудование на поставку для проведения многостадийного ГРП и по инженерному сопровождению комплектов технических средств, при спуске хвостовиков для проведения многостадийного ГРП при строительстве скважин на месторождениях эксплуатируемых ООО «Альянснефтегаз»</p> <p>Приложение №3 – Схема устьевого оборудования при проведении ГРП.</p> <p>Приложение №4 – Типовая программа (дизайн) ГРП (60тн).</p>	<p>10.8 The bidder shall provide the description of all materials with the indication of all the characteristics and information on the involved people for this type of service. If necessary, the Company may request additional information.</p> <p>10.9 The Contractor shall provide a calculation of the rate of the hydraulic fracturing operation and the downtime rates of the hydraulic fracturing fleet, indicating the list of machinery and equipment in the commercial bid.</p> <p>10.10 The Contractor shall provide the brand of the friction reducer, which is planned to be used for hydraulic fracturing in the commercial bid.</p> <p>10.11 In the commercial bid cost of the minifrac shall be included in every rate of hydraulic fracturing.</p> <p>Attachments to the technical assignment:</p> <p>Attachment # 1 –Preliminary schedule of hydraulic fracturing for 2023 - 2024.</p> <p>Attachment # 2 - Delivery of equipment for multi-stage hydraulic fracturing and engineering support of sets of technical means, when running liners for multistage hydraulic fracturing during well construction in the fields operated by Alliancneftegas, LLC.</p> <p>Attachment # 3 - Wellhead equipment diagram for hydraulic fracturing.</p> <p>Attachment # 4 Standard hydraulic fracturing program (design) (60t).</p>
---	---

Начальник ОГТМ
Head of Well Interventions Department



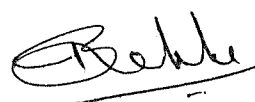
А.С. Бочаров/
A.S. Bocharov

Главный геолог - зам.генерального директора
по геологии и разработке нефтяных и газовых м/п/
Chief Geologist - Deputy General Director
for Geology and Oil & Gas Fields Development



В.А. Кокунов
V.A. Kokunov

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



Бабурео Буродагунта /
Baburao Buradagunta

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



Санджай Парулкар

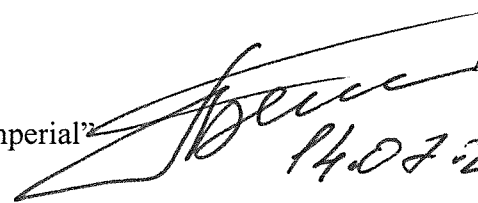

Sanjay Parulkar 13/07/2022

Главный финансовый директор /
Chief Financial Officer



Чираг Порвал
Chirag Porwal

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


14.07.22

А.В. Бакланов/
A.V. Baklanov

Начальник ПТО по
бурению, освоению и КРС
ООО «Рус Империял Групп»/
Head of Well Drilling,
Completion and Workover Department



О.Н. Остапенко/

O.N. Ostapenko

Приложение 1 / Attachment 1

Предварительный график проведения ГРП 2023-2024/TENTATIVE FRAC JOB SCHEDULE FOR 2023-2024

Месторождение/ Field	Скв/ Well	Продолжит ельность работ, сут / Work duration, days	Начало работ / Start of work	Завершение работ/ Completion of work	Апрель-Июль 2023г/April-July 2023							Январь 2024/January 2024			Февраль 2024/February 2024					Март 2024/March 2024	
					1	30	1	18	10	1	31	22	4	10	11	3	5	7	9	28	29
Бурение (поставка оборудования "хвостовик")/Drilling (delivery of liner assembly)	579	70	01.04.2023	10.06.2023																	
Бурение (поставка оборудования "хвостовик")/Drilling (delivery of liner assembly)	125	65	18.05.2023	22.07.2023																	
Мобилизация флота ГРП/Frac fleet mobilization	579	6	05.01.2024	10.01.2024																	
Среднемайское/Middlemaiskoye		24	11.01.2024	03.02.2024																	
Южно-Майское/South-Maiskoye	205	3	05.02.2024	07.02.2024																	
	125	20	09.02.2024	28.02.2024																	
Демобилизация флота ГРП/Frac fleet demobilization		6	29.02.2024	06.03.2024																	

Приложение №2 / Attachment 2

Оборудование на поставку для проведения многостадийного ГРП и по инженерному сопровождению комплектов технических средств, при спуске хвостовиков для проведения многостадийного ГРП при строительстве скважин на месторождениях эксплуатируемых ООО «Альянснефтегаз»

Technical assignment

for supply of multistage fracturing equipment and engineering support of set of technical means when running in with liners for multistage fracturing in the course of construction of wells at the fields operated by LLC Allianceneftgaz

№ п/п Serial No.	Наименование оборудования Equipment name	Технические характеристики Technical characteristics	Количество Qty
1.	Подвеска хвостовика не цементируемого/ Non-cemented liner hanger		2
1.1.	Для эксплуатационной колонны наружным диаметром 178*8,05 мм (7")/ For production casing with outer diameter of 178*8.1 mm (7")	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны: максимальный 161,7 мм (6,366"); / Inner diameter of production casing: Maximum 161.7 mm (6.366")	
1.2.	5-15/16" x 4-1/2" Подвеска хвостовика и полированное гнездо пакера, / 5-15/16" x 4-1/2" liner hanger polished packer receptacle	Нижняя присоединительная резьба 4-1/2" БАТРЕСС/ Зенитный угол в интервале установки 0 – 90 градусов. Перепад давления на пакер 10 000 Psi/ Lower connecting thread 4-1/2" Buttress. Inclination in the setting interval is 0-90 degrees Packer pressure differential 10 000 Psi	2
1.3.	Инструмент посадочный/ Setting tool	Присоединительная резьба 3-102 (3 ½ IF; NC-38); 3-108 (4 FH; NC-40) / connecting thread 3-102(3 ½ IF; NC-38); 3-108 (4 FH; NC-40)	2
1.4.	Узел уплотнительный, «стингер» внутренний проходной диаметр не менее 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 3-1/2", fixing in polished packer receptacle by unloading weight of TBG string or by using a ratchet retention mechanism, steel	Присоединительная резьба стингера НКТ114, ГОСТ633-80; ГОСТ 31446-2017/ Connecting thread of stinger and 114 mm TBG, GOST633-80; GOST 31446-2017	2

	grade P110		
1.5.	Муфта посадочная 5-1/4" – 5-1/2" группа прочности стали P110/5-1/4" – 5-1/2" Landing collar 5-1/4" – 5-1/2", steel grade P110 P110/5-1/4" – 5-1/2"	Присоединительная резьба 4-1/2" БАТРЕСС/ connecting thread 4-1/2" Buttress	2
1.6.	4-1/2" Башмак алюминиевый направляющий, вращающийся с обратным клапаном/ 4-1/2" Aluminum rotating guiding shoe with NRV.	Присоединительная резьба 4-1/2" БАТРЕСС/connecting thread 4-1/2" Buttress	2
1.7.	Муфта ГРП 5-1/4" – 5-1/2", инициируемая перепадом давления, группа прочности стали P110/ 5-1/4" – 5-1/2" Frac sleeve initiated by pressure difference, steel grade P110	Присоединительная резьба, 4 1/2" БАТРЕСС/ connecting thread 4 1/2" Buttress	2
1.8.	Муфта ГРП 5-1/4" – 5-1/2" инициируемая, растворимыми в водной среде шарами разного диаметра, группа прочности стали P110 / 5-1/4" – 5-1/2" Frac sleeve initiated by balls, dissolvable in aqueous medium of various diameter, steel grade P110	Присоединительная резьба, 4 1/2" БАТРЕСС/ connecting thread 4 1/2" Buttress Муфта для ГРП (скользящая муфта) и растворимые в водной среде шары /Frac sleeve (sliding sleeve) and balls dissolvable in aqueous medium 2 скважины: 12 стадии и 10 стадий 2 wells – 12 stages and 10 stages.	20
2.	Разбухающий пакер 4-1/2" x 5-5/8"/Swelling packer 4-1/2" x 5-5/8" Присоединительная резьба, 4-1/2" БАТРЕСС/ Connecting thread, buttress 4-1/2".		24
2.1.	Условный размер: в колонне 178 x 8,05 мм в открытом стволе номинальным диаметром 6" Nominal size In cased hole 178 x 8.05 mm In open hole of nominal size 6" Длина эластомера на патрубке не менее 3 м Способ монтажа: вулканизация эластомера на патрубке 4-1/2" x 7,34 мм с присоединительной резьбой 4-1/2" БАТРЕСС, группа прочности стали P110.	4-1/2" x 5-5/8" 68,9 МПа (10 000 Psi) при спуске 4-1/2" x 6-1/2" 68,9 МПа (10 000 Psi) в расширенном состоянии 4-1/2" x 5-5/8" 68.9 МПа (10 000 Psi) while lowering 4-1/2" x 6-1/4" 68.9 МПа (10 000 Psi) when expanded	

	The length of elastomer at pup joint shall be at least 3 m Installation method: elastomer vulcanization on pup joint 4-1/2" x 7.34 with connection thread 4-1/2" Buttress, steel grade P110		
2.2.	Перепад давления на пакер/ Pressure differential at the packer	68,9 МПа (10 000 Psi) / 68.9 МПа (10,000 Psi)	
2.3.	Низкофрикционный центратор типа Polymax ТУ 3663-001-12688504-2014/ Low profile centralizer, type: Polymax TU 3663-001-12688504-2014	4-1/2" x 5-3/4" внешний диаметр, выше и ниже разбухающих пакеров/ 4-1/2" x 5-3/4" OD above and below swell packers	48
2.4.	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	
3.	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].		20
4.	Инженерное сопровождение процесса спуска и установки хвостовика: - спуск и установка хвостовика; - спуск стингера, соединение с пакером, опрессовка; - разъединения «стингера» от пакера подвески хвостовика; /Engineering support of liner lowering and setting process: - lowering and installation of the liner; - lowering the stinger, connecting to the packer, pressure testing		2 операции/ 2 operation 2 человека/ 2 people
5.	Использование извлекаемого оборудования Исполнителя (посадочный инструмент, стингер) ² Use the Contractor's retrievable equipment (setting tool, stinger) ⁴		1 операция/ 1 operation
6.	Ремонтный пакер с инженерным сопровождением ³ Repaired packer, engineering support to be provided ⁵		1 операции/ 1 operation
7.	По согласованию с Заказчиком приемка оборудования непосредственно на заводе		2 чело-

	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.	века/ 2 people
8.	Товар должен быть новым, не бывшим в употреблении./ The goods shall be brand-new, unused.	

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.

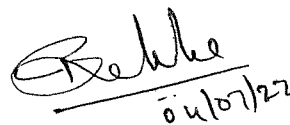
Notes:

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.

Согласовано/Concurred by:

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

Должность/ Position

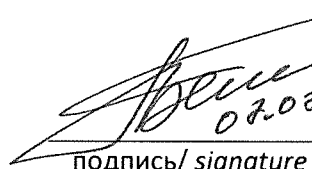


подпись/ signature

Бабуроа Бурадагунта
Baburao Buradagunta

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

Должность/ Position

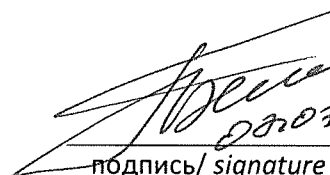


подпись/ signature

А.В. Бакланов/
A.V. Baklanov

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

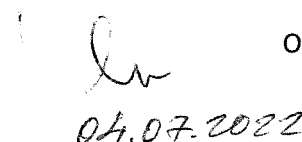
Должность/ Position



подпись/ signature

А.В. Бакланов/
A.V. Baklanov

Начальник отдела ПТО по бурению, освоению и КРС
ООО «Норд Империял»

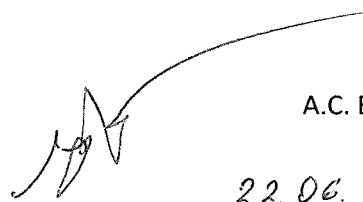


О.Н. Остапенко

Инициатор/Initiator:

Начальник отдела ГТМ ООО «Норд Империял»

Должность/ Position



подпись/ signature

А.С. Бочаров/
22.06.2022г.

Оборудование устья скважины для проведения ГРП / Wellhead equipment for fracturing

Схема обвязки устья скважины при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) на скважинах месторождений ООО «Норд Империял»

СОГЛАСОВАНО:
 Главный инженер-первый заместитель
 начальника ФГАУ «АСФ «ЗСПФВЧ»
 _____ А.М.Нестеренко
 « _____ » _____ 2022г.

СОГЛАСОВАНО:
 Главный инженер
 ООО «Норд Империял»
 _____ Н.Б.Приданцев
 « _____ » _____ 2022г.

Условные обозначения:

1. Заглушка с соединением WECO 1502 3"(103,4 Мпа)
2. Отвод 3" 45*(103,4Мпа).
3. Задвижка 3" дублирующая WECO 1502.
4. Задвижка ЗМС 100х105.
5. Катушка (фланец)- трубордержатель КФ-П-180х35-100х105-114
6. Герметизатор устьевой ГУ-180х35(14)-180х35-114
7. Крестовина фонтанной арматуры АФ1Э 65*21 ; АФ1Э 65*35
8. Фланец с манометром и вентилем высокого давления.
9. Устройство контроля давления в межколонном пространстве скважины(манометр с вентилем высокого давления).
10. Кран высокого давления WECO 1502 2" (103,4 Мпа).
11. Датчик затрубного давления WECO 1502 2" (103,4 Мпа).
12. Клапан предохранительный WECO 1502 2" (103,4 Мпа).
13. Колонная головка OKO 21-245x168/146-500, ОКК 35-245x168/146-500;
14. Запорное устройство (шаровый , пробковый кран)
15. Патрубок НКТ 60.
16. Устройство сбрасывания шаров (УСШ – 2), с соединением Vig In 4"(внутренний диаметр 127мм)(103,4Мпа).
17. Фланец 4"/3" 1/16 ВХ 155 (103,4Мпа)
18. Переводник 3"/4" 1502 (103,4 Мпа).

Утверждаю:
 Главный инженер-первый заместитель генерального директора

 « _____ » _____ 2022г.

Технические условия:

1. При производстве ГРП для защиты эксплуатационной колонны от высоких давлений устанавливается пакер, соответствующий диаметру эксплуатационной колонны, опрессованный на давление опрессовки эксплуатационной колонны.
2. Нагнетательные линии должны быть собраны из труб с быстроразъемными соединениями и шарнирных колен (угольников) и перед началом работ опрессованы на давление с коэффициентом не менее 1,25 от максимального ожидаемого давления, указанного в плане ведения работ.
3. После проведения ГРП крестовина поз. 2 и задвижка поз. 3 демонтируются. При разрядке скважины после производства ГРП, обязательна установка дублирующей задвижки на задвижку поз. 4. Применение рукава высокого давления (шланга) в качестве выкидной линии, регулировка потока жидкости задвижкой ЗАПРЕЩАЕТСЯ
4. Рабочее давление катушки(фланца)-трубордержателя поз. 5 должно быть не менее рабочего давления задвижки поз. 4.
5. При необходимости между крестовиной фонтанной арматуры поз. 7 и герметизирующей катушкой поз.6 устанавливается переходная катушка
6. Демонтаж герметизирующей катушки поз. 6 производится после срыва пакера и глушения скважины в порядке определенном плане ведения работ. Подъем НКТ, спущенных в скважину , производится после монтажа противовыбросного оборудования в соответствии с утвержденными схемами.
7. При необходимости возможно установка переходной катушки 180х35-230х21/35 между поз. 6 и 7.

Приложение 4 / Attachment 4

