

Утверждаю:
Главный управляющий директор
Раджив Арора

Approved:
Chief Executive Officer
Rajiv Arora

Rajiv Arora
07/09/2020

Техническое задание для конкурсного отбора претендентов на сервисные услуги по проведению многостадийного гидроразрыва пластов на скважинах Снежного месторождения в 2021 г.

Technical assignment for the tender on multfrac job in wells of Snezhnoye field in 2021.

1. Объем планируемых работ

В 2021 г. запланированы следующие работы по ГРП:

Скважина № 506 куст №1, с горизонтальным окончанием – многостадийный гидроразрыв пласта по технологии Hybrid (SlickWater), количество стадий 19. Снежное месторождение, компания ООО «Норд Империял»

Скважина № 512 куст №1, с горизонтальным окончанием – многостадийный гидроразрыв пласта по технологии Hybrid (SlickWater), количество стадий 22. 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 **1500 -2000 м³**.

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 700 атм).**

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

3.4. Одну установку ГНКТ, оборудованную гибкой трубой в количестве минимум 5000 метров и диаметром 60мм, а так же запасной барабан с ГНКТ.

3.5. Один стандартный блок превенторов, рассчитанных на рабочее давление не менее 700 атм.

3.6. Один штуцерный манифольд (макс. раб. давление 340 атм), в комплекте с линиями высокого давления;

3.7. Одна стандартная компоновка низа колонны (КНК), состоящая из коннектора ГНКТ, разъединителя,

1. Planned scope of work

The following frac job is planned in 2021:

Well No. 506, Pad No.1 with a horizontal end-section – multistage Hybrid frac (SlickWater), 19 stages. Snezhnoye field, LLC Nord Imperial.

Well No. 512, Pad No.1 with a horizontal end-section – multistage Hybrid frac (SlickWater), 22 stages. Snezhnoye field, LLC Nord Imperial.

2. Work timeline

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 1500-2000 m³.

3.2. Provide pumping equipment in the amount required to ensure fluid injection rate during the frac (**total pump capacity at least 16000 hp.) with a reserve of 3200 hp.:**
- **at least 7-12 m³/min at 700 atm (with an option to increase flow rate to 14 m³/min at 700 atm.**

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

3.4 One coil tubing unit equipped with at least 5000 meters of coil tubing with a diameter of 60mm and reserve reel with coil tubing.

3.5 One standard block of preventers designed for working pressure of at least 5000 psi (344.7 atm) or compatible to the maximum fracturing pressure of 700 atm.

3.6. One choke manifold (max. working pressure of 340 atm), completed with high pressure lines;

3.7. One standard assembly of the bottom of the string, consisting of a CT connector, disconnect-

двойного створчатого обратного клапана и циркуляционной (промывочной) насадки любого типа, обеспечивающие нормализацию забоя (в том числе с цементной коркой);

3.8. Прецизионный измеритель длины ГНКТ; инжектор с тяговым усилием не менее 27 тонн;

3.9. Пульт управления оператора;

3.10. Система сбора данных;

3.11. Компьютерная система обработки данных и моделирования работ;

Установка ГНКТ должна быть укомплектованна для выполнения двух видов работ:

- по очистке горизонтального ствола скважины от проппанта в случае запесочивания

- для операций открывания и закрывания равнопроходных муфт ГРП хвостовика.

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. Владельцем 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.

Скв. 506

Пласт – Ю1(1), Наунакская свита;

Тип скважины – с горизонтальным окончанием

Глубина скважины по стволу (MD) – 4726 м;

Направление Ø 323.9мм. -50 м.

Кондуктор Ø 244.5мм. – 1000 м.

Эксплуатационная колонна – Ø177,8мм -2658 м.

Давление опрессовки 210атм.

Хвостовик (нецементируемый) – Ø114.3мм: - 1900 м.

2826-4726 м. толщина стенки 7.4мм, марка стали «Р-110», с подвесным устройством хвостовика, технологией сдвигающихся равнопроходных муфт «BulldogMOC» 18 штук через 100 м. с внутренним

ing valve, double flap check valve and circulation (flushing) nozzle of any type, providing the BH cleaning (including from cement cake);

3.8. Precision CT length meter; injector with pulling force not less than 27 tons;

3.9. Operator's control panel;

3.10. Data collection system;

3.11. Computer system of data processing and work simulation;

Coil Tubing unit should be in ready position to take up two important job-sand cleaning in case of screen out and operation of liner sliding sleeve.

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 TOM 12945 NR. The plot has the status of mining allotment with no limit to depth. The owner of license TOM 12945 NR 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.

Well #506

Formation – J1(1), Naunak suite;

Well type – horizontal end section;

Measured depth of the well (MD) – 4726 m;

Conductor Ø 323.9 mm – 50 m;

Surface casing Ø 244.5 mm – 1000 m;

Production string Ø 177.8 mm -2658 m;

Pressure tested at 210 atm.

Liner (non-cemented) - Ø114.3 mm: 1900 m.

2826-4726 m. Wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110, liner hanger, by technology of “BulldogMOC” sliding sleeves 18 nos. each 100m, with internal diameter of 99 mm

диаметром 99 мм. (активируемые гидроключем с помощью ГНКТ) и 1 муфта активируемая перепадом давления. Установка саморазбухающих пакеров через 90-114м.

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

Скв. 512

Пласт – Ю1(1), Наунакская свита;

Тип скважины – с горизонтальным окончанием

Глубина скважины по стволу (MD) – 4892м;

Направление Ø 323.9мм. -50 м.

Кондуктор Ø 244.5мм. – 1000 м.

Эксплуатационная колона – Ø177,8мм -2692 м.

Давление опрессовки 210атм.

Хвостовик (нецементируемый) – Ø114.3мм: - 2200 м.

2692-4892 м. толщина стенки 7.4мм, марка стали «Р-110», с подвесным устройством хвостовика и технологией сдвигающихся равнопроходных муфт «BulldogМОС» 21 штуки через 100 м. с внутренним диаметром 99 мм. (активируемые гидроключем с помощью ГНКТ) и 1 муфта активируемая перепадом давления. Установка саморазбухающих пакеров через 90-114м.

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

Арматуру ГРП для проведения ГРП предоставляет Подрядчик, схема устьевого оборудования при проведении ГРП представлена в (Приложении №3).

4.2. Технология и последовательность проведения гибридного ГРП (1-21 стадии):

1 Стадия:

Этап 1: открытие гидравлической муфты для 1-й стадии / муфта ГРП инициируется перепадом дав-

(activated by hydraulic tongs with the help of coil Tbg) and 1 valve, activated by pressure gradient). Setting self-swelling packers every 90-114 m.

Tubing string – diameter 114 mm, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-100. Tubing is ran to the place of liner hanger and polished seat placement, and connected to the liner via stinger seal. **Tubing string shall provided by the Client.**

Well #512

Formation – J1(1), Naunak suite;

Well type – horizontal end section;

Measured depth of the well (MD) – 4892 m;

Conductor Ø 323.9 mm – 50 m;

Surface casing Ø 244.5 mm – 1000 m;

Production string Ø 177.8 mm -2692 m;

Pressure tested at 210 atm.

Liner (non-cemented) - Ø114.3 mm: 2200 m

2692-4892 m. Wall thickness 7.4 mm, steel grade R-110, with liner hanger, by technology of “BulldogМОС” sliding sleeves 21 nos. each 100m, with internal diameter of 99 mm (activated by hydraulic tongs with the help of coil Tbg) and 1 valve, activated by pressure gradient). Setting self-swelling packers every 90-114 m.

Tubing string – diameter 114 mm, wall thickness 7.4 mm, steel grade R-100. Tubing is ran to the place of liner hanger and polished seat placement, and connected to the liner via stinger seal. **Tubing string shall provided by the Client.**

Hydrofrac valves for the operations shall be provided by the Contractor, scheme of well-head equipment for frac is given in (Appendix No.3).

4.1. Hybrid frac technology and sequence of frac operations (stages 1-21):

Phase 1:

Stage 1: opening of hydraulic sleeve for stage 1/ frac sleeve, initiated by pressure gradient.

ления. Для последующих стадий от 2 муфты и до 22 муфты активация производится гидравлическим ключом спускаемым при помощи флота ГНКТ и позиционируемым напротив целевой муфты, производится активация ключа прокачкой жидкости по ГНКТ, затем при движении ГНКТ «вверх», (с усилием 500-1000 кг.) ключ открывает муфту цепляясь за ее сдвижной профиль. Затем инструмент извлекается из скважины и производится ГРП.

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

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 индикатор).

Концентрация проппанта от 180 до 720кг/м³, скорость закачки жидкости 7-12 м³/мин. до давлении 700 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

For subsequent stages from sleeve 2 to sleeve 21, activation is performed by hydraulic tongs, which is lowered with the help of coil tubing fleet and positioned in front of the target sleeve. The tongs is activated by pumping liquid through the coil tubing, then when the coiled tubing moves "up" (with the force of 500-1000 kg.) the tongs opens the sleeve engaging its sliding profile. The tool is then removed from the well and fracturing is performed.

Stage 2: injectivity test by staggered reduction of injected water (slickwater) in the volume of 45-60 m³ (preliminarily) with flow rate of 7m³/min, 6m³/min, 5m³/min, 4 m³/min and recording until closure of fracture.

Stage 3: Water-based frac, injecting proppant, size 40/70. **Proppant concentration from 30 to 120 kg/m³, fluid injection rate 7-12 m³/min at 700 atm.** The volume of frac fluid (slickwater) will make 150-300 m³ (preliminarily).

Chemicals to be used:

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

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

Proppant concentration from 180 to 720 kg/m³, fluid injection rate 7-12 m³/min at max. 700 atm. The volume of frac fluid (slickwater) will make 100-200 m³ (preliminarily).

Chemicals to be used:

- Biocide;
- Friction reducers ASP 820 and StimLube, can be replaced with an analog upon agreement with the Client;
- Surfactant/non-emulsifying agent;

- Стабилизатор глин
- Гуар
- Сшиватель
- Деструктор геля
- Буфер (замедлитель деструктора геля)

Этап 5: продавка проппанта

2 Стадия:

Этап №1: Начинается с спуска гидро ключа на ГНКТ и закрытием муфты движением активированного ключа «вниз» и переход к следующей стадии. После активации муфты следующей стадии гидравлическим ключом начинается ГРП на следующем этапе, после подъема ГНКТ.

Этап №2,3,4,5: повторяют этапы первой стадии, согласно утвержденного дизайна.

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

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, ГНКТ.
- 5.4. Произвести завоз необходимого запаса 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.

- Clay stabilizer;
- Guar;
- Cross-linker;
- Breaker
- Buffer (gel breaker retardant)

Stage 5: squeezing of proppant

Phase 2:

Stage 1: starts by lowering the hydraulic tongs on the CT and closing the sleeve by moving the activated tongs “down” and moving to the next stage. After the sleeve of the next stage is activated with the hydraulic tongs, the hydraulic fracturing begins, after the coil tubing is uplifted.

Stages 2,3,4,5: repeat the stages of phase 1, as per the approved design.

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

5. Requirements to work execution

For work execution the Contractor shall:

- 5.1. Provide for management, engineering support and frac job process.
- 5.2. Carry out engineering and laboratory work: selection of the compounding of all mixtures to be pumped into the well and calculation of 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, CT to the site.
- 5.4. Deliver the necessary stock of materials 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

- 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.
- 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 маркированный проппант (RSP индикатор) 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 предоставляет необходимое скважинное оборудование, согласно требованиям технического задания:

- арматуру ГРП – условный проходной диаметр 100мм (арматура ГРП должна иметь две задвижки – рабочую и дублирующую), при необходимости;
- адаптер с арматуры ГРП на фонтанную арматуру указонного типа;

Client.

- 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. A 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.
- Frac program and well-wise input data shall be discussed in detail with the Client before start of operations.

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

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 Client.

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

Proppant in required quantity must be provided by 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 Client.

7.3 The Contractor shall provide the following well equipment in compliance with the requirements of the technical assignment:

- frac wellhead – nominal drift diameter 100mm (frac wellhead must have two valves – operating and backup), if needed;
- sub from frac wellhead to x-mas tree of specified type;

- необходимые переводники.
- все оборудование, поставленное Подрядчиком, должно быть новым.

- 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, Заказчик обеспечивает наличие дизельного топлива на месторождении. Подрядчик за свой счет приобретает дизельное топливо у Заказчика.

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, ГНКТ;
- 2- Супервайзер бригады ГРП;
- 3- Бригада ГРП и ГНКТ в количестве достаточном для управления всеми единицами техники;

9. Документация

9.1 Подрядчик со своим тендерным предложением

- necessary subs;
- all the equipment to be supplied by the Contractor shall be new.

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

7.4 The contractor shall develop and agree with the Client a procedure for operation of Contractor's equipment (frac wellhead, packer, etc.) by the Client 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 eliminate 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 Client shall ensure availability of diesel fuel at the site. The Contractor shall at its own expense procure diesel fuel from the Client.

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 operations, CT process engineer;
2. Frac operations crew supervisor;

Frac and CT crew with the number of crew members sufficient to operate all equipment.

9. Documents

9.1 The Contractor shall provide technical

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 2021 года заключение прямого контракта на сервисные услуги по проведению ГРП.

11. Другие условия

11.1 По результатам подготовки скважины, а также по результатам мини 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 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 100т, шаг 5т).

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, ГНКТ 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.

characteristics of equipment and materials to be used together with its tender bid.

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

10. Contracting terms

It is planned to make a direct contract for execution of hydrofracturing services by February 1, 2021.

11. Other terms and conditions

11.1 Frac program may be adjusted on the basis of results of well preparation for frac and mini frac.

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 of its staff using its own resources.

11.4 Electrical power shall be provided by the Client.

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

11.6 In the commercial bid, the Contractor shall provide the calculation of the cost of 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 it 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 pilot injection for injectivity test shall be included in the cost of the main frac rate.

К техническому заданию прилагается:

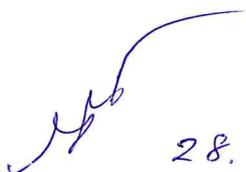
Приложение №1– График проведения ГРП.
Приложение №2– Типовая программа Гибридного ГРП (1 стадия) скв. №506.
Приложение №3– Схема устьевого оборудования при проведении ГРП.

Appendices to the technical assignment:

Appendix No.1 – Frac schedule.
Appendix No.2 –Standard program for well No.506. (Hybrid Frac design for on stage)
Appendix No.3 – Diagram of wellhead equipment for frac.

Начальник ОГТМ

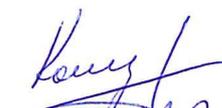
Head of Well Interventions Department



28.08.2020

A.C. Бочаров
A.S. Bocharov

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


28.08.2020

C.L. Лереца
S.L. Legeza

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

Agreed by SA (E&D)
for Manisha Chakra
28.08.2020

Кулдип Пракаш Гупта
Kuldeep Prakash Gupta

Главный финансовый директор /
Chief Financial Officer

Радж Кришан
Raj Krishan

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


28/8/2020

Манодж Кумар
Manoj Kumar

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


07.09.2020

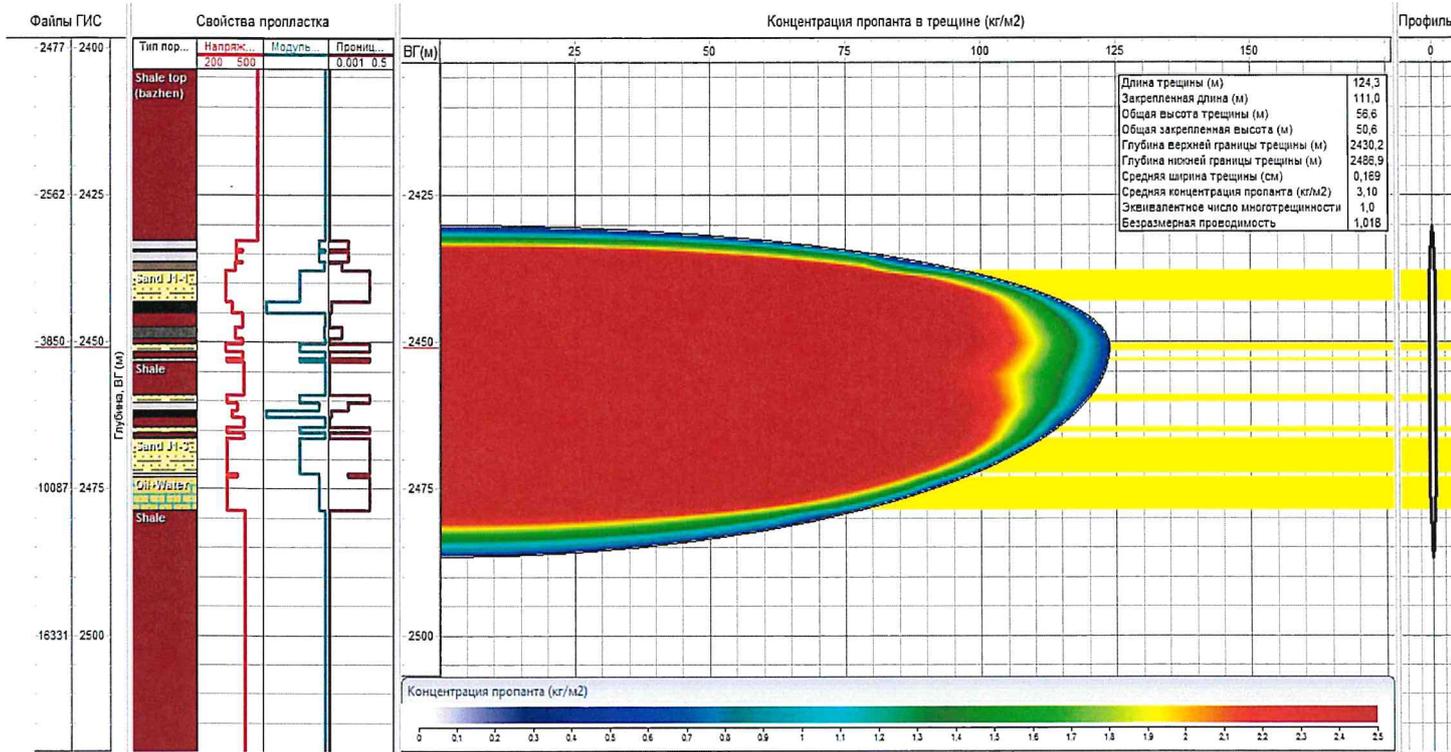
A.K. Иванов
A.K. Ivanov

Предварительный график проведения ГРП 2021г./ FRAC SCHEDULE in 2021

Месторождение/ Field	Скв/ Well	Продолжительность работ, сут / Work duration, day	Начало работ ГРП / Frac jobs start	Завершение работ ГРП/ Frac jobs finish	март 2021 г.				апрель 2021 г.	
					2	7	8	31	1	6
мобилизация		6	02.03.2021	07.03.2021	моб. флота / mob. fleet					
Снежное	506	24	08.03.2021	31.03.2021			ГРП / frac			
демобилизация		6	01.04.2021	06.04.2021					демоб. флота / demob. fleet	

Месторождение/ Field	Скв/ Well	Продолжительность работ, сут / Work duration, day	Начало работ ГРП / Frac jobs start	Завершение работ ГРП/ Frac jobs finish	май/июнь 2021 г.				июль 2021 г.	
					28	2	3	30	1	6
мобилизация		6	28.05.2021	02.05.2021	моб. флота / mob. fleet					
Снежное	512	28	03.06.2021	30.06.2021			ГРП / frac			
демобилизация		6	01.07.2021	06.07.2021					демоб. флота / demob. fleet	

Типовая программа (дизайн) Гибридного ГРП Скв. №506 (одна стадия) /
Hybrid frac standard design, well No.506 (for one stage)



Оборудование устья скважины для проведения ГРП /

Wellhead equipment for fracturing

СОГЛАСОВАНО:
 Главный инженер-первый заместитель
 начальника ФГАУ «АСФ «ЗСПФВЧ»
 _____ А.М.Нестеренко
 « ____ » _____ 2020г.

СОГЛАСОВАНО:
 Главный инженер
 ООО «Норд Империял»
 _____ А.К. Иванов
 « ____ » _____ 2020г.

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 100x105.
5. Катушка (фланец)- трубордержатель КФ-П-180x35-100x105-114
6. Герметизатор устьевой ГУ-180x35(14)-180x35-114
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 ОКО 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).

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

Утверждаю:
 Главный инженер – первый
 заместитель генерального
 директора

 « ____ » _____ 2020г.

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 противовибросного оборудования в соответствии с утвержденными схемами.
7. При необходимости возможно установка переходной катушки 180x35-230x21/35 между поз. 6 и 7.