

УТВЕРЖДЕНО:

Решением технической комиссии

Протокол № 12115 от « 08 » апреля 2016г.

**Требование к предмету закупки
(ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ)**

на выполнение работ по лоту 1301.4

типу сделки № 1301 «Услуги проектного инжиниринга/реинжиниринга включая услуги по управлению проектами»

1.	Наименование	1301.4 «Выполнение работ по реинжинирингу объектов наземной инфраструктуры Ново-Покурского актива (разработка программы реинжиниринга объектов наземной инфраструктуры Ново-Покурского актива)».
2.	Стадия проектирования	Технико-экономическое обоснование инвестиций (ТЭОИ).
3.	Цель	<p>Цель работы: разработка программы реинжиниринга объектов наземной инфраструктуры Ново-Покурского актива (Северо-Ореховское, Кетовское, Локосовское, Северо-Островное, Ново-Покурское, Южно-Покамасовское и Покамасовское месторождения), технико-экономическая оценка, оценка рисков, выбор оптимальных / целесообразных технических решений, формирование программы оптимизации эксплуатационных затрат.</p> <p>Работа должна учитывать перспективные планы Заказчика по добыче нефти/газа, закачке воды, существующие ограничения инфраструктуры со стороны внешних организаций (внешнего энергообеспечения, потребителей тепловой энергии и т.д.), действующие НТД РФ, ЛНД Компании на весь период расчета, а также целевые корпоративные программы и лицензионные обязательства Заказчика.</p>
4.	Минимальные требования к Исполнителю	<p>Наличие практического опыта разработки вариантов оптимизации производственных процессов (технологических и экономических) действующего нефтегазодобывающего предприятия на основании исходных данных, моделирования вариантов работы инфраструктурных объектов, позволяющей обеспечить достижение поставленных производственных показателей предприятия при минимально возможном уровне капитальных и операционных затрат.</p> <p>Наличие профильных специалистов, имеющих практический опыт работы на нефтегазодобывающих объектах и опыт работы со специализированными расчетными программными продуктами OisPipe.</p>
5.	Этапы выполнения работ	<p>ЭТАП 1 Разработка плана выполнения работ. Исполнитель разрабатывает и согласовывает с Заказчиком план работ и подходы для выполнения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализа существующей наземной инфраструктуры месторождений; – разработки технических решений (далее ТР) по оптимизации затрат; – технико-экономической оценки ТР;

		<ul style="list-style-type: none"> – ранжирования ТР по экономической эффективности; – оценки существующих и возможных рисков, анализа чувствительности ТР; – выбора оптимальных ТР, формирование программы оптимизации затрат. <p>План работ является документом определяющим очередность выполнения этапов и устанавливает требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> – к исходным данным; – к предпосылкам и методике технико-экономических расчетов; – к контрольным процедурам, в т.ч. по проверке используемых исходных данных; – к достоверности и качеству результатов, получаемых по каждому этапу / подэтапу; – к точности инженерных расчетов; – к методикам и ПО, на основании которых будут выполняться инженерные / гидравлические / проверочные расчеты; – к периоду времени, на который будут выполняться расчеты; – прочие требования. <p>Сбор и актуализация исходных данных.</p> <p>По запросу, Заказчик предоставляет в адрес Исполнителя исходные данные, необходимые для работы. Для ознакомления с состоянием оборудования/объектов, актуализации и сбора дополнительных исходных данных, представители Исполнителя при необходимости выезжают на объекты инфраструктуры Заказчика, в соответствии с установленном в Обществе порядке.</p> <p><u>ЭТАП 2:</u></p> <p>Анализ состояния существующей наземной инфраструктуры.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Технологическая загрузка площадочных объектов ДНС, КНС и ЦППН-3; ВКС, ГТЭС (подготовка топливного газа); – Эффективность работы насосного оборудования площадочных объектов ДНС, КНС и ЦППН-3; ВКС, ГТЭС (подготовка топливного газа); – Оценка загруженности объектов и участков системы ППД с выполнением гидравлических расчетов, построением моделей высоконапорных водоводов; – Анализ распределения давлений в системе нефтесборных трубопроводов с проведением гидравлических расчетов, построением модели нефтесборных сетей; – Оценка загруженности линейных объектов и участков системы транспорта нефти; – Оценка загруженности и распределения давлений в системах транспортировки газа; – Определение технологической целесообразности организации сброса пластовой воды на существующих объектах (ДНС) для разгрузки объектов транспорта и подготовки;
--	--	--

- Обзор существующей схемы электроснабжения месторождений, технических характеристик энергетических объектов (подстанций, ВЛ) в границах балансовой принадлежности Заказчика (6,35кВ) с указанием центров питания (ПС-110/35/6кВ);
- Прогноз нагрузок и мощности за рассматриваемый период;
- Оценка загрузки ПС-35/6кВ с учетом балансов разрешенной и максимальной фактической мощности;
- Определение значений резервов мощности по ПС-35/6кВ, в границах балансовой принадлежности Заказчика;
- Анализ эксплуатационных и капитальных затрат месторождений.

В результате анализа Исполнитель должен предоставить следующие заключения в виде отчета:

- Обеспечение реализации целевой заправки;
- О соответствии наземной инфраструктуры текущему уровню и перспективным планам добычи / подготовки и транспортировке продукции;
- Об уровне эффективности использования основного технологического и вспомогательного оборудования (загрузка, эффективность работы оборудования, определение проблемных зон и потенциала оптимизации);
- О целесообразности модернизации и внедрения новых технологических блоков с максимальным использованием существующей инфраструктуры с учетом остаточного ресурса (оборудования, линейных сооружений).
- Обеспечение уровня полезного использования ПНГ для группы месторождений не менее 95%;
- Анализ динамики роста/снижения газового фактора и температуры газожидкостной смеси в процессе разработки группы месторождений, рекомендации по снижению жидких углеводородов в ПНГ, возврат в товарную нефть.

Результаты анализа исходных данных должны быть систематизированы по каждой производственной системе, для которой выполняется анализ инфраструктуры.

Принятие решения о переходе на этап 3.

На данном этапе Исполнителю необходимо:

- выполнить оценку целесообразности перехода на этап 3;
- сформировать рекомендации по результатам оценки и подготовить материалы для принятия решения о целесообразности продолжения работ по разработке программы реинжиниринга объектов наземной инфраструктуры;
- организовать проведение технического совещания по результатам этапов № 1 и № 2 и совместно с Заказчиком принять решение о целесообразности продолжения работ по разработке программы реинжиниринга объектов наземной инфраструктуры месторождений Ново-Покурского актива.

ЭТАП 3:

Разработка технических решений (ТР) по оптимизации объектов наземной инфраструктуры.

– На основании результатов анализа существующей инфраструктуры и целесообразности продолжения работ по разработке программы реинжиниринга объектов наземной инфраструктуры месторождений Ново-Покурского актива, Исполнитель разрабатывает технические решения (ТР) по оптимизации объектов на расчетный период, предусмотрев максимальное использование существующего оборудования / объектов.

Технические решения должны быть направлены на устранение внешних ограничений (при необходимости), оптимизацию производственных мощностей, повышение технологического уровня за счет применения инновационных и стандартных методов оптимизации общих затрат на поддержание производства (по согласованным критериям).

На основании предлагаемых оптимальных технических решений по площадочным объектам определить:

- максимальные электрические нагрузки по реконструируемым объектам (в рамках технических решений) в рассматриваемом периоде времени;
- оптимальные / рациональные источники электроснабжения;
- необходимость внесения изменений в существующие распределительные сети 6, 35кВ, либо необходимость проектирования дополнительных сетей и оборудования.

Предоставить (при разработке дополнительно проектируемых сетей) структурные схемы электроснабжения потребителей в границах предлагаемых технологических решений.

Технико-экономическая оценка технических решений (ТР).

Исполнитель проводит оценку капитальных затрат направленных на оптимизацию объектов наземной инфраструктуры месторождений, затрат на эксплуатацию систем подготовки и перекачки нефти, газа, поддержания пластового давления, трубопроводного транспорта с учетом прогнозируемой стоимости и возможных рисков по каждому из представленных ТР, согласованных с Заказчиком. Расчёт суммы затрат произвести с точностью +/- 25%. По каждому ТР рассчитать экономические показатели, с оценкой чувствительности к изменению основных экономических параметров. Расчёт показателей экономической эффективности ТР (NPV, DPI, IRR) должен учитывать все факторы и утвержденные предпосылки планирования.

Для выбора экономически эффективных ТР Исполнитель руководствуется следующими параметрами:



- Минимальная себестоимость сбора и транспорта продукции;
- Минимальный уровень DPP за период расчета;
- Максимальный уровень DPI, NPV за период расчета.

		<p>Оценка рисков, анализ чувствительности.</p> <p>Представить Заказчику оценку рисков, учтённых в расчетах, а также возможные способы снижения или управления рисками при реализации проекта.</p> <p>По результатам работы Исполнитель подготавливает отчёт, содержащий следующие разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Перечень и описание технических решений (ТР) по оптимизации объектов наземной инфраструктуры; – Технико-экономическая оценка; – Оценка рисков и анализ чувствительности экономически привлекательных решений; – Обоснование выбора оптимальных ТР. <p>ЭТАП 4:</p> <p>Формирование программы оптимизации эксплуатационных затрат.</p> <p>По результатам работы Исполнитель должен представить Заказчику сформированную программу реинжиниринга позволяющую снизить эксплуатационные затраты на объектах подготовки и перекачки нефти, поддержания пластового давления, трубопроводного транспорта и обеспечить:</p> <ul style="list-style-type: none"> – соответствие прогнозным показателям добычи жидкости, газа и закачки рабочего агента в пласт; – безопасную и надёжную эксплуатацию на протяжении всего срока эксплуатации месторождения; – обоснованность объемов требуемых инвестиций на перевооружение и реконструкцию технологических объектов ППН и ППД, газового хозяйства (ВКС, ГТЭС – подготовка топливного газа) <p>Формирование программы осуществляется совместно с профильными службами Заказчика. Формат программы и предельные значения экономических критериев включения мероприятий в программу оптимизации эксплуатационных затрат должны быть заранее согласованы с Заказчиком.</p> <p>Сформировать отчетную итоговую презентацию с описанием ключевых результатов для представления руководству (в формате PowerPoint).</p> <p>ЭТАП 5:</p> <p>Разработка технических заданий на проектирование.</p> <p>По результатам выполненной работы Исполнитель разрабатывает задания на проектирование в соответствии с предложенной и согласованной к реализации программой оптимизации затрат.</p>
6.	Особые требования при разработке технических решений по оптимизации затрат	<ul style="list-style-type: none"> – Построение гидравлических моделей существующих трубопроводов выполнить с помощью специальных адаптированных программ OisPipe; – При разработке технических решений, инженерные расчеты по объектам подготовки проводить с использованием программного продукта HYSYS (или аналогичных ПО). – Расчет, построение гидравлических моделей рассматриваемых напорных нефтепроводов,

		<p>нефтегазосборных трубопроводов, высоконапорных и низконапорных водоводов, газопроводов;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Подбор энергоэффективного дизайна насосного оборудования; – Учет соответствия качества подготавливаемой воды для системы ППД; – Учет планируемых мероприятий / программ по реконструкции / развитию / обустройству объектов наземной инфраструктуры; – Учет соответствия качества газа, подготавливаемого на ДНС для последующей транспортировки на объекты потребления / подготовки / компримирования; – Учет геологических требований по давлению закачки и объемам целевой закачки на месторождениях Заказчика; – В ходе работы основные технические решения по профильным направлениям согласовывать с представителями Заказчика.
7.	Границы работ	<p>От кустовых площадок АГЗУ до точки подключения пунктов сдачи нефти; до точки поставки электроэнергии от внешних сетей; до коммерческого узла приема газа.</p> <p>От источника водоснабжения до БГ на кустовых площадках.</p>
8.	Требования к техническим решениям	<p>Технические решения должны соответствовать современным достижениям отечественной и зарубежной нефтяной промышленности, иметь подтвержденный опыт применения в Компании, обеспечивать соответствие ЛНД Компании (стандарт по унификации оборудования и т.д.), нормативных документов и стандартов РФ, в части необходимой мощности, надежности и экологической безопасности эксплуатации объектов.</p>
9.	Требования к технологии, режиму работы предприятия	<p>Непрерывный режим работы объектов в условиях нефтегазодобывающего месторождения. При разработке программы оптимизации учитывать безостановочность производственного процесса при реализации пусковых комплексов.</p>
10.	Требования к исходным данным	<p>Исполнитель направляет Заказчику письменный запрос, а Заказчик обеспечивает предоставление исходных данных Исполнителю (согласно перечня). Для уточнения недостающих исходных данных Исполнитель при необходимости командировывает своих сотрудников (для ознакомления и сбора информации) на производственные объекты Заказчика.</p>
11.	Приложения к техническому заданию	<p>Перечень основных объектов наземной инфраструктуры месторождений Ново-Покурского актива (приложение № 1).</p>
12.	График выполнения, отчетность	<p>1. До начала выполнения данной работы Исполнитель согласовывает с Заказчиком График выполнения работ. График должен обязательно содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - этапы, разделы и основные вехи; - плановые и фактические сроки; - контактную информацию о едином ответственном лице. <p>2. Исполнитель еженедельно предоставляет Заказчику выполнение работ с обязательным указанием плановых, фактических и ожидаемых сроков выполнения этапов (в т.ч. подпунктов, разделов)</p> <p>Для оперативного контроля за процессом, должны быть организованы ВКС, не реже 1 раз в месяц.</p>
13.	Местонахождение	<p>Северо-Ореховское, Кетовское, Локосовское, Северо-Островное, Ново-Покурское, Южно-Покамасовское и Покамасовское с учетом пункта 7.</p>

14.	Состав проекта	Технико-экономические расчеты с обоснованием, в соответствии с данным техническим заданием.
15.	Количество экземпляров отчета, передаваемых Заказчику	1 (Один) экземпляр на бумажном носителе с оригиналами подписей ответственных специалистов и оригинальными печатями, 1 (Один) экземпляр в электронном виде в формате (pdf / word / Excel).
16.	Требования по экспертизе программы оптимизации затрат	Согласовать технические решения программы оптимизации затрат в производственных службах ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
17.	Интеллектуальная собственность и соглашения о конфиденциальности	Результаты данной работы, включая разработанный подход в методологии, являются собственностью Заказчика. В ходе работы Исполнитель получит доступ к данным, представляющим коммерческую тайну Заказчика. Исполнитель принимает на себя письменное обязательство о неразглашении сведений, полученных при выполнении работ, описанных в данном документе.
18.	Срок выполнения работы.	Исполнитель выполняет работы в соответствии с условиями договора на выполнение работ.

**Директор по перспективному
планированию**

Д.А. Николаев

**Заместитель Главного инженера
по инфраструктуре**

А.С. Седякин

Перечень основных объектов наземной инфраструктуры Ново-Покурского актива.

Месторождение	Кусты скв., шт.	Трубопроводы, км	Объекты ППН, шт	Объекты ППД, шт	Объекты энергетики			
					Объекты утилизации газа, собственной генерации, шт.	ЛЭП 35 кВ, км	ЛЭП 6 кВ, км	Подстанции, шт
Ново-Покурский актив, в том числе:	109	808	5	7	2	176	432	20
Северо-Ореховское	13	128	1	1		50	61	4
Кетовское	19	122	1	1		5,8	57,9	1
Локосовское	5	88	1	1		32	26,7	3
Северо-Островное	9	43	0	0		21	39	2
Ново-Покурское	33	205	1	2	1	13	123	5
Южно-Покамасовское	5	39	0	0		16	39	1
Покамасовское	25	182	1	2	1	38	85,4	4