

УТВЕРЖДАЮЗаместитель Генерального директора-
Главный геолог_____ М.А. Кузнецов
« ____ » _____ 2015г.**ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДМЕТУ ОФЕРТЫ
(техническое задание)**

1. Цель: «Оказание услуг по выполнению Технологической схема разработки Островного нефтяного месторождения».
2. Объект ОАО «СН-МНГ» в административном отношении находится на территории Нижневартовского района. Усредненное расстояние от г. Мегиона до Островного месторождения – 185 км.
3. Планируемые сроки оказания услуг **01.03.16г. – 31.01.2017г.**

Условия выполнения работ.

4. Сбор, верификация и подготовка исходных данных, формирование баз данных
5. Геолого-физическая характеристика месторождения
6. Уточнение и обновление геолого-технологической модели
7. Анализ разработки месторождения. Подготовка адресной программы ГТМ и рекомендаций по оптимизации разработки
8. Проектирование системы разработки месторождения
9. Техничко-экономическая оценка прогнозных вариантов разработки. Обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки месторождения.
10. Техника и технология добычи нефти и газа, производства буровых работ. Маркшейдерско-геодезические работы. Охрана недр и окружающей среды. Обеспечение водоснабжения. Программа доразведки и исследовательских работ
11. Оформление отчета и защита работы на НТС Заказчика
12. Оценка качества построения геолого-фильтрационных моделей и технико-экономического анализа разработки
13. Рассмотрение, согласование и защита работы в ЦКР Роснедр по УВС
14. Сдача отчета в архив Заказчика согласно требованиям

Основные требования к отчетным материалам.

15. Содержание работы, объем выполненных в ее рамках исследований, построений и расчетов должны полностью соответствовать требованиям:

- Приложения к приказу МПР России №61 от 21.03.07г. «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений»
- РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений»;
- РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений», Москва, 2000г.
- Дополнения к разделу 5 РД 153-39.0-047-00, «Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений», Москва, ОАО "ВНИИОЭНГ", 2003г.

Варианты разработки должны соответствовать:

- Закону РФ "О недрах";
- "Правилам разработки нефтяных и газонефтяных месторождений";
- Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья.

16. - Законодательным и постановляющим актам РФ. Согласование результатов работы с контролирующими (надзорными) органами в установленные сроки согласно календарному плану.

Особые условия.

17. Неотъемлемой частью настоящего требования к предмету оферты (Технического задания) являются Приложения №1

18. Подрядчик обязан заключать договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 000 (четырехсот тысяч) рублей, с включением в договор следующих рисков:

- смерти в результате несчастного случая;
- постоянной (полной) утраты трудоспособности в результате несчастного случая с установлением I, II, III, групп инвалидности.

Договор добровольного страхования заключается Подрядчиком на период выполнения Работ по настоящему Договору, без увеличения их стоимости.

Начальник ДПБ и ДН



В.Г. Волков «08» 12 2015г.

Начальник ОПРНГМ ДПБ и ДН



Г.А. Бахтияров «08» 12 2015г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на проведение работ по теме:
**«Технологическая схема разработки Островного
нефтяного месторождения»**

1. ОСНОВАНИЕ:

Выполнение лицензионных обязательств лицензия №11148 НЭ от 17.04.2002г. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт. Превышение допустимого отклонения. Корректировка проектных показателей (как по месторождению, так и по объектам)

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 01.03.2016г.

Окончание: 31.01.2017г.

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

создание нового проектного документа «Технологическая схема разработки Островного нефтяного месторождения» на основе интегрированного подхода к выбору оптимальной системы разработки «пласт – скважина - поверхностное обустройство – экономика».

4. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА: Островное месторождение.

4.1. Объекты проектирования:

Выделение 1 объекта разработки: пласт ЮВ₁¹

4.2. История разработки

Открыто в 2006г., введено в разработку - 2014г.

4.3 Запасы нефти

В ГКЗ запасы углеводородов Островного месторождения не утверждались.

На Государственном балансе числятся запасы нефти, утверждённые Роснедра протокол № 18/1719 от 13.12.2007г.

4.4. Действующий проектный документ

Проектная документация на разработку месторождения ранее не составлялась.

«Проект пробной эксплуатации Островного месторождения», выполнена ООО «Ойл-Геоцентр», и утверждена протоколом ЦКР № 4702 от 14.10.2009г.

Выделение одного эксплуатационного объекта – ЮВ₁¹.

- создание участка пробной эксплуатации из трех элементов обращенной семиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 500 м;
- общий фонд скважин – 26, в т.ч. добывающих – 17, нагнетательных – 7, водозаборных – 2;
- фонд скважин для бурения – 24, в т.ч. добывающих -15, нагнетательных – 7, водозаборных – 2.
- бурение двух разведочных скважин в зоне категории запасов С2 в центральной и северной частях месторождения.
- применение ГТМ и интенсификации добычи нефти согласно таблице 4;
- достижение КИН по категории запасов С1 - 0,305; Квыт - 0,413, Кохв - 0,738.

5. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ Тюменской области на территории Нижневартовского района, Островное нефтяное месторождение.

6. НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ: ОАО «Славнефть–Нижневартовск», лицензия ХМН №11148 НЭ от 17.04.2002 – сроком до 29.08.2025г.

7. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ В ОБЛАСТИ ОБОБЩЕНИЯ ИМЕЮЩЕГОСЯ ФАКТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА:

7.1. По этапу №1 «Сбор, верификация и подготовка исходных данных, формирование баз данных».

Сбор материалов ГИС по скважинам, пробуренным на 01.01.2016г., оценка полноты и качества материалов ГИС.

7.1.1. Создание цифровой базы геолого-промысловых, промыслово-геофизических, гидродинамических данных;

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Табличные приложения
- Информационный отчет
- Презентационный материал, отражающий результаты выполненных работ.

7.2. По этапу №2 «Геолого-физическая характеристика месторождения»

7.2.1. Анализ состояния геолого-физической изученности и характеристики пластов

7.2.2. Анализ исследований, эксплуатации и продуктивности скважин и пластов

7.2.3. Уточнение геолого-физической характеристики месторождения с учетом новых данных, полученных после Подсчета запасов 2015г.

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Главы отчета с приложениями
- Информационный отчет
- Презентационный материал, отражающий результаты выполненных работ

7.3. По этапу №3 «Уточнение и обновление геолого-технологической модели».

7.3.1. Уточнение цифровых 3Д геологических моделей, построенных в рамках ДТСР

7.3.2. Обоснование физико-гидродинамической характеристики продуктивных коллекторов (определение (уточнение) относительной фазовой проницаемости нефти и воды и коэффициента вытеснения по пластам) и физико-химических свойств пластовых флюидов

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Цифровая 3D модель.
- Паспорт геологической модели.
- Глава отчета с таблицами и графическими приложениями.

7.3.3. Уточнение и адаптация цифровой 3Д гидродинамической модели на 01.01.2016г.

7.3.4. Адаптация гидродинамических моделей должна производиться при условии задания контроля для скважин по дебитам жидкости, приемистости, забойным давлениям и фактическим коэффициентам эксплуатации. В результате адаптации должны быть воспроизведены отборы углеводородов фонда, обеспечившего не менее 80% накопленной добычи. Отклонения расчетных значений накопленной добычи жидкости и нефти по скважинам не должны превышать 20%, отклонения по расчетным трендам давлений - 25%. Для объектов, не имеющих историю добычи, в рамках адаптации должны быть воспроизведены результаты испытаний/ опробований разведочных, поисковых скважин с целью определения коэффициента продуктивности.

7.3.5. Обосновать входные данные и применяемые для адаптации моделей способы локальной модификации параметров пластов.

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Адаптированная цифровая 3-D гидродинамическая модель, созданная в сертифицированных программных продуктах;
- Паспорт гидродинамической модели.
- Экспертиза цифровой 3Д геолого-технологической модели Заказчиком.

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Положительное заключение НТС
- Протокол НТС о принятии ГГДМ и согласование этапа моделирования
- Презентационный материал, отражающий результаты выполненных работ.

7.4. По этапу №4 «Анализ разработки месторождения. Подготовка адресной программы ГТМ и рекомендаций по оптимизации разработки».

7.4.1 Анализ текущего состояния и эффективности реализованных систем разработки (системы ППД), определить проблемы (отклонения от ранее запроектированных показателей

разработки) и их причины, предоставить мероприятия по оптимизации системы разработки (системы ППД).

7.4.2. Выполнить анализ неработающего фонда скважин с определением основных причин простоя, способов их устранения и оценочных затрат на запуск скважин.

7.4.3. Подготовить мероприятия по вводу скважин из неработающих категорий с оценкой пусковых режимов и дополнительной добычи за первый год, приоритезировать мероприятия по ожидаемому экономическому эффекту.

7.4.4. Уточнить оптимальные уровни и обосновать долю бездействующего фонда, ликвидацию, перевод в консервацию, пьезометрический фонд и продолжение консервации скважин.

7.4.5. Определить по результатам анализа работы скважин наиболее оптимальные режимы работы и способы эксплуатации.

7.4.6. Выполнить анализ базовой добычи по месторождению за период 2011-2015гг. с определением влияния на темпы падения основных факторов – снижения пластового давления, выбытия фонда, времени работы скважин.

7.4.7. Выполнить прогноз базовой добычи на период 2016-2020гг. с учетом результатов гидродинамического моделирования.

7.4.8. Провести анализ выполненных геолого-технологических мероприятий. Выполнить технико-экономическую оценку эффективности применения ГТМ детально за период 2006-2015гг. включительно, и статистически за предшествующий период.

7.4.9. Выявить геологические условия для наиболее эффективного применения технологий, представить выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, частоте их применения и др.

Выполнить анализ выработки запасов по залежам и пластам с привлечением промысловых данных и фильтрационных моделей.

7.4.10. Предусмотреть на месторождении «специальный» фонд скважин в который войдут скважины используемые для перекачки воды используемой в системе ППД (шурфы).

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Главы отчета с приложениями (рабочий вариант).
- Презентационный материал, отражающий результаты выполненных работ.
- Протокол НТС

7.5. По этапу №5 «Проектирование системы разработки месторождения».

7.5.1. Выделение эксплуатационных объектов разработки.

7.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.

Для нефтяных объектов месторождения рассчитать не менее трех прогнозных вариантов разработки. Обосновать плотность сетки скважин, дать рекомендации по модификации/усовершенствованию применяемой системы разработки.

В работе должны быть рассмотрены методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи на месторождении (первичное и вторичное вскрытие пластов, ГРП, физико-химические обработки, вторые стволы и др.), решены вопросы использования бездействующего и простаивающего фонда скважин.

7.5.3. В рамках рекомендуемого варианта разработки выполнить ранжирование фонда бурения по дебиту нефти и по экономической эффективности. Для новых скважин и ГРП, планируемыми на 2016-2020гг., выполнить детальный прогноз технологической и экономической эффективности, провести ранжирование по величине индекса доходности PI.

7.5.4. Для месторождения в целом, выполнить расчет бурения новых скважин, которые на текущий момент не рентабельны (PI меньше единицы).

7.5.5. При прогнозе технологических показателей по вариантам разработки принять коэффициент эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда согласованный с ОАО «СН-МНГ» на момент проектирования.

7.5.6. Произвести расчет экономических показателей по вариантам разработки при действующих условиях налогообложения, провести анализ чувствительности проекта. Экономические нормативы принять в соответствии с фактическими показателями работы предприятия ОАО «СН-МНГ», согласовать их с представителями Заказчика.

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Главы отчета с приложениями.
- Табличные и графические приложения.
 - Презентационный материал, отражающий результаты выполненных работ.
- Протокол НТС

7.6. По этапу № 6 «Технико-экономическая оценка прогнозных вариантов разработки. Обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки Островного нефтяного месторождения».

7.6.1. Произвести расчет экономических показателей по вариантам разработки при действующих условиях налогообложения, провести анализ чувствительности проекта. Экономические нормативы принять в соответствии с фактическими показателями работы недропользователя. Для внутреннего рассмотрения на ТТЭС Компании, необходимо предоставить расчеты в макропараметрах РН и ГПН. Окончательный расчет согласовать с Заказчиком.

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Главы отчета с приложениями.
- Табличные и графические приложения.
- Презентационный материал в формате ЦКР, РН и ГПН, отражающий результаты выполненных работ.
- Протокол НТС и ТТЭС

7.7. По этапу №7 «Техника и технология добычи нефти и газа, производства буровых работ. Маркшейдерско-геодезические работы. Охрана недр и окружающей среды. Обеспечение водоснабжения. Программа доразведки и исследовательских работ».

7.7.1. Обоснование технологии и техники добычи нефти и закачки воды. Дать рекомендации минимально допустимых забойных и пластовых давлений, мероприятий по предупреждению отложений парафина и смол, образования водонефтяной эмульсии при эксплуатации скважин: применение скребков – центраторов, штанговращателей; обработка скважин с ПАВ; применение растворителей; применение ингибиторов парафиноотложений; обосновать условия и технологию ремонта без глушения скважин при пониженном пластовом давлении.

7.7.2. Предоставить обоснования и рекомендации по водозаборному фонду, балансу и подготовки воды.

7.7.3. Обоснование геологических объектов и поглощающих скважин для сброса попутно добываемых вод.

7.7.4. Разработка и обоснование требований к бурению, вскрытию, освоению и конструкциям скважин.

7.7.5. Анализ и обоснование требований к поверхностному обустройству.

7.7.6. Проектирование систем контроля и регулирования разработки. Разработка адресной программы исследовательских, гидродинамических и промыслово-геофизических работ.

7.7.7. Формирование программы мероприятий по доразведке месторождения.

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Главы отчета с приложениями
- Презентационный материал, отражающий результаты выполненных работ
- Протокол НТС.

7.8. Основные задачи по этапу № 8 «Оформление отчета и защита работы на НТС Заказчика».

7.8.1. Формирование итогового отчета.

7.8.2. Сводная (поэтапная) презентация.

7.8.3. Подготовка итоговых данных в форматах Заказчика.

7.8.4. Рассмотрение и защита работы на НТС Заказчика..

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Итоговый отчёт, графические и табличные приложения
- Протокол НТС.

- Отчет по оценке качества построения геолого-фильтрационных моделей и технико-экономического анализа разработки месторождения. (экспертиза).

7.9. Основные задачи по этапам № 9,10 «Представление отчета на экспертизу ЦКР. Согласование и защита работы в ЦКР Роснедра по УВС: «Технологическая схема разработки Островного нефтяного месторождения»

Срок выполнения этапа: согласно действующей редакции календарного плана

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Протокол ЦКР/ТКР.

7.10. По этапу №11 «Сдача отчета в архив Заказчика»

8. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ:

8.1. Заказчик предоставляет Исполнителю во временное пользование необходимую исходную геолого-промысловую информацию в цифровом и аналоговом виде.

8.2. Заказчик до начала работ предоставляет Исполнителю во временное пользование необходимую исходную технико-экономическую информацию для выбора и сравнения расчетных вариантов, имеющиеся геологическую и гидродинамическую модели месторождения.

9. ОЖИДАЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТ:

9.1. Актуальная геолого-гидродинамическая модель месторождения;

9.2. Уточнение состояния разработки и определение стратегии дальнейшей разработки месторождения;

9.3. Проектный документ в виде отчета соответствующего, требованиям согласно Приказа Минприроды России №254 от 08.07.2010г. «Об утверждении требований к структуре и оформлению проектных документов на разработку месторождений УВС» и техническому заданию;

9.4. Получение проектно-технологической документации для эффективной разработки месторождения, протокол согласования в государственных органах и исключение лицензионных рисков.

10. ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И ИНФОРМАЦИИ, ПЕРЕДАВАЕМОЙ ИСПОЛНИТЕЛЕМ ЗАКАЗЧИКУ:

10.1. Результаты обработки первичной информации должны быть переданы Заказчику в виде, позволяющем их загрузку в базу данных Заказчика, в согласованных форматах.

10.2. Геологическая модель месторождения передается Заказчику в виде проектов с сохраненными последовательностью и настройками графов моделирования.

10.3. Результаты геологического моделирования передаются Заказчику в форматах, позволяющих загрузку в ПО Заказчика и BASPRO-корпоративную базу данных (контуры в формате CPS, grids карт, границы пластов и коллекторов, данные интерпретации ГИС).

10.4. Гидродинамическая модель месторождения передается Заказчику в формате согласованных с Заказчиком.

Результаты моделирования должны быть представлены в формате ПО компании ROXAR или Шлемберже Лоджелко Инк по согласованию с заказчиком.

10.5. Отчет «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения», включающий: текстовую часть, табличные и графические приложения.

Отчет составляется в 6 экземплярах: 2 экз. сдается в ЦКР, 2 экз. Заказчику, 1 экз. в ОАО «НГК Славнефть», 1 экз. в фонды Исполнителя.

Отчет представляется Заказчику в электронном виде на CD-ROM:

- текстовая часть – Word;

- табличные приложения – Excel;

- рисунки и графические приложения в двух экземплярах, в виде рисунков (форматы: *.jpg, *.tiff., *.map) и в виде векторной графики (CorelDraw)).

11. ТРЕБОВАНИЯ К СОДЕРЖАНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ ОТЧЕТА:

Содержание работы, объем выполненных в ее рамках исследований, построений и расчетов должны полностью соответствовать требованиям:

- Приложения к приказу МПР России №61 от 21.03.07г. «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений»

- Приложения к приказу МПР России №61 от 21.03.07г. «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений»
- РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений»;
- РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений», Москва, 2000г.
- Дополнения к разделу 5 РД 153-39.0-047-00, «Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений», Москва, ОАО "ВНИИОЭНГ", 2003г.

Варианты разработки должны соответствовать:

- Закону РФ "О недрах";
- "Правилам разработки нефтяных и газонефтяных месторождений";
- Законодательным и постановляющим актам РФ.
- Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья.

12. ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ:

12.1. Формат отчетных презентаций должен удовлетворять требованиям Заказчика, требованиям государственных органов.

12.2. Исполнитель обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть:

- при согласовании предварительных результатов с Заказчиком.
- при рассмотрении проектного документа в государственных органах.

12.3. Все дополнительные вопросы, не нашедшие отражения в настоящем техническом задании, которые могут возникнуть у Заказчика или Исполнителя, рассматриваются в рабочем порядке.

12.4. По мере формирования глав ПТД, материалы необходимо направлять в ОПРНГМ для согласования с профильными департаментами.

12.4. Подрядчик обязан заключать договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 000 (четырёхсот тысяч) рублей, с включением в договор следующих рисков:

- смерти в результате несчастного случая;
- постоянной (полной) утраты трудоспособности в результате несчастного случая с установлением I, II, III, групп инвалидности.

Договор добровольного страхования заключается Подрядчиком на период выполнения Работ по настоящему Договору, без увеличения их стоимости.

**Начальник департамента планирования бурения
и добычи нефти**



В.Г Волков

**Начальник отдела
проектов разработки**



Г.А.Бахтияров