

УТВЕРЖДАЮЗаместитель Генерального директора-
Главный геолог_____
М.А. Кузнецов
« ____ » _____ 2016г.**ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДМЕТУ ОФЕРТЫ
(техническое задание)**

1. Цель: «Выполнение Дополнения к технологической схеме разработки Северо-Ореховского нефтяного месторождения».
2. Объект ОАО «СН-МНГ» в административном отношении находится на территории Нижневартовского района. Усредненное расстояние от г. Мегиона до Северо-Ореховского месторождения – 30 км.
3. Планируемые сроки выполнения работ **10.06.16г. – 30.01.2017г.**

Условия выполнения работ.

4. Сбор, анализ и оценка качества исходной геолого-промысловой информации.
5. Геолого-физическая характеристика месторождения
6. Уточнение и обновление геолого-технологической модели
7. Проектирование разработки месторождения
8. 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
9. Оформление отчета и защита работы на НТС Заказчика
10. Рассмотрение, согласование и защита работы в ЦКР Роснедр по УВС
11. Сдача отчета в архив Заказчика согласно требованиям п. 10 технического задания

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 oferty (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 УПБ и ДН



В.Г. Волков «__» _____ 2016г.

Начальник ОПРНГМ УПБ и ДН



Г.А. Бахтияров «__» _____ 2016г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на проведение работ по теме:**«Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Ореховского нефтяного месторождения»****1. ОСНОВАНИЕ:**

Выполнение лицензионных обязательств ХМН № 03111 НЭ от 08.10.2015 г. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт. Превышение допустимого отклонения, корректировка уровня ПНГ.

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 10.06.2016г.

Окончание: 30.01.2017г.

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

создание нового проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Ореховского нефтяного месторождения» на основе интегрированного подхода к выбору оптимальной системы разработки «пласт – скважина - поверхностное обустройство – экономика»

4. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА: Северо-Ореховское нефтяное месторождение.**4.1. Объекты проектирования:**

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в верхнеюрских отложениях васьуганской свиты J3o (пласт ЮВ11) и нижнемеловых отложениях мегионской K1b+v (пласт БВ81), ванденской K1v+h+br (пласты АВ21, АВ22, БВ61) и алымской K1a (пласты АВ12, АВ13) свит.

Залежи нефти на Западном куполе выявлены в пластах: АВ13, АВ21 и БВ81, на Центральном – АВ12, АВ13, АВ21 БВ61, ЮВ11, на Восточном – АВ12, АВ13, АВ21, АВ22, ЮВ11. Всего выявлено 14 нефтяных залежей..

4.2. История разработки

Открыто в 1986г., введено в разработку - 1996г. По состоянию на 01.01.2016г. в разработке находятся пять эксплуатационных объектов: АВ1/3, АВ2/1, АВ2/2, БВ8/1, ЮВ1/1. Объекты АВ1/2 и БВ6/1 не разрабатываются.

4.3 Запасы нефти

Запасы нефти утверждены ГКЗ Роснедра (протокол № 1454-дсп от 26.09.2007 г) и оперативно пересчитаны по пластам АВ21 и ЮС11 Восточный купол, АВ21 Центральный купол (протоколы Роснедра №18/840-пр от 05.11.2008г., № 18/1208-пр от 26.12.2008г., №18/259-пр от 27.04.2010г.).

4.3. Действующий проектный документ

«Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Ореховского нефтяного месторождения», выполнена ЗАО «НИИ ГЕОПРОЕКТ», и утверждена протоколом ЦКР №6128 от 18.12.2014г.

- На месторождении выделено семь эксплуатационных объектов – АВ12 (Центральный и Восточный купол), АВ13+АВ21 (Западный купол), АВ13 (Центральный и Восточный купол), АВ21+АВ22 (Центральный и Восточный купол), БВ61 (Центральный купол), БВ81 (Западный купол) и ЮВ11 (Центральный и Восточный купол).
- В целом по месторождению рассмотрено два варианта разработки. Выбор рекомендуемого варианта осуществлялся по результатам технико-экономических расчетов, обеспечивающих достижение КИН числящегося на государственном балансе, при наилучшем ЧДД по объектам.
- Вариант 2 (рекомендуемый) получен суммированием технологических показателей вариантов 2 по всем эксплуатационным объектам: АВ12 (Центральный и Восточный купол), АВ13+АВ21 (Западный купол), АВ13 (Центральный и Восточный купол), АВ21+АВ22 (Центральный и Восточный купол), БВ61 (Центральный купол), БВ81 (Западный купол) и ЮВ11 (Центральный и Восточный купол).

- Общий фонд скважин – 489, в том числе добывающих – 296, нагнетательных – 180, 8 водо-заборных и 5 поглощающих.
- Фонд для бурения 347 скважин, в том числе добывающих – 218 (из них две горизонтальные), нагнетательных – 129.
- Бурение боковых наклонно-направленных стволов (БС) в 100 скважинах, с горизонтальным окончанием (БГС) – в 26 скважинах.
- Комплекс геолого-технических мероприятий (ГТМ) предусматривает: проведение ГРП – 175 скв.-опер.; физико-химических ОПЗ – 261 скв.-опер.; потокоотклоняющие технологии – 650 скв.-опер.; перфорационные методы – 23 скв.-опер.; РИР – 420 скв.-опер.; оптимизация – 193 скв.-опер.; выравнивание профиля приемистости – 272 скв.-опер.; бурение БС/БГС – 100/26.
- Накопленная добыча нефти – 17681 тыс.т., КИН – 0.378.

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

6. НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ: ООО «Соболь» лицензия ХМН № 03111 НЭ от 08.10.2015г. . Срок действия лицензии до 31.12.2038 г

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 01.06.2016г., 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
- 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 2008г.

Срок выполнения задачи: согласно действующей редакции календарного плана.

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Главы отчета с приложениями
- 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 2014г.

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 01.06.2016г.

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 превы-

шать 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 и согласовании 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 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.

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 Северо-Ореховского 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 (позапная) 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 отчет, 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: «Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Ореховского 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 форматах 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 Северо-Ореховского нефтяного месторождения», включающий: текстовую часть, табличные и графические приложения.

Отчет составляется в 6 экземплярах: 2 экз. сдается в ЦКР, 1 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»
- 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.

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 (четыре сотни 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 Управления планирования бурения
и добычи нефти



В.Г Волков

Начальник отдела
проектов разработки



Г.А.Бахтияров