

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение работ по теме:

«Дополнение к технологической схеме разработки Лугового нефтяного месторождения»**1. ОСНОВАНИЕ:**

Выполнение лицензионных обязательств ХМН 01097 НЭ от 12.10.1999 г. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт. Превышение допустимого отклонения.

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 01.02.2016г.

Окончание: 31.01.2017г.

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

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

4. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА: Луговое нефтяное месторождение.**4.1. Объекты проектирования:**

Промышленная нефтеносность установлена в верхнеюрских васюганской свиты J3o (пласт ЮВ11) и нижнемеловых отложениях ванденской свиты K1v (пласты БВ32, БВ4) и алымской свиты K1a и (пласты АВ21-2, АВ13). Всего выявлено 5 залежей нефти.

4.2. История разработки

За историю разработки месторождения составлено три проектных документа.

1. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Лугового лицензионного участка» (ЗАО «ТИНГ», протокол ТО ЦКР по ХМАО №253 от 22.10.2001г.)

2. «Проект пробной эксплуатации Лугового месторождения» (ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», протокол ЦКР Роснедр №1067 от 30.06.2008 г.).

3. «Технологическая схема разработки Лугового месторождения» (ООО «Газпромнефть НТЦ», протокол ЦКР Роснедр по УВС №5315 от 27.12.2011 г.).

4. «Дополнение к технологической схеме разработки Лугового нефтяного месторождения» ЗАО «НИИГЕОПРОЕКТ», протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6129 от 18.12.2014г.

4.3 Запасы нефти

Запасы нефти и растворенного газа утверждены ГКЗ Роснедра (протокол №3699-дсп от 23.06.2014г.)

4.3. Действующий проектный документ

5. Дополнение к технологической схеме разработки Лугового нефтяного месторождения» ЗАО «НИИГЕОПРОЕКТ», протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6129 от 18.12.2014г.

Применение систем разработки по объектам:

- объект АВ1-2 – обращенная семиточечная горизонтальными добывающими и наклонно-направленными нагнетательными скважинами, расстояние между скважинами и длина горизонтального участка 700 м;

объекты БВ32, БВ4 – нерегулярная система добывающих горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 500 м, формирование приконтурного заводнения наклонно-направленными нагнетательными скважинами, расстояние между скважинами 500 м;

объект ЮВ11 – избирательная, за счет углубления скважин с объектов БВ32 и БВ4 путем бурения боковых стволов (БС и БГС) с формированием приконтурного заводнения (расстояние между скважинами 600 м).

- Общий фонд скважин – 142, в том числе добывающих – 78 (из них 77 горизонтальных), нагнетательных – 63, водозаборных - 1.

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

6. **НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ:** ОАО «СН-МНГ» № лицензия ЛУ ХМН 01097 НЭ от 12.10.1999 г. Срок действия лицензии до 11.10.2024г.

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
- 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 2014г.

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 01.01.2016г.

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 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 запроецированных 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, планируемым 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 Лугового 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».

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.

7.7.1. Предоставить обоснования и рекомендации по водозаборному фонду, балансу и подготовке воды.

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

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

7.7.4. Анализ и обоснование требований к поверхностному обустройству.

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

7.7.6. 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 Лугового 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 Приказу 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»
- 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 (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 отдела
проектов разработки



Г.А.Бахтияров