

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на проведение работ по теме:
**«Дополнение к технологической проекту разработки Покамасовского
нефтяного месторождения»**

1. ОСНОВАНИЕ:

Выполнение лицензионных обязательств ХМН № лицензия ХМН 00617 НЭ от 22.07.1997г. 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 проекту разработки Покамасовского нефтяного месторождения» на основе интегрированного подхода к выбору оптимальной системы разработки «пласт – скважина - поверхностное обустройство – экономика»

4. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА: Покамасовское месторождение.**4.1. Объекты проектирования:**

Выделение 1 объекта разработки: пласт ЮВ₁¹

4.2. История разработки

Открыто в 1975г., введено в разработку - 1976г. По состоянию на 01.01.2015г. в разработке находится 1 объект разработки: пласт ЮВ₁¹

4.3 Запасы нефти

Запасы углеводородного сырья по месторождению утверждены ГКЗ (2107-дсп от 01.03.2010).

4.3. Действующий проектный документ

«Дополнение к технологическому проекту разработки Покамасовского месторождения», выполнена ООО «Проектное бюро «ТЭРМ», и утверждена протоколом ЦКР №77-13 от 17.12.2013г.

Выделение одного эксплуатационного объекта – ЮВ₁¹.

- Система разработки: – блоковая трехрядная с элементами уплотнения, очаговым и приконтурным заводнением, размещение наклонно-направленных и горизонтальных скважин по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 500-700 м.

- Общий фонд скважин (запасы категорий ВС₁С₂) – 440, в том числе: добывающих – 161 (из них горизонтальных – 16), нагнетательных – 58 (из них горизонтальных – 6), в консервации – 173, пьезометрических – 25, водозаборных – 12, ликвидированных – 11.

5. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Российская Федерация, Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области на территории Сургутского районов, Покамасовское нефтяное месторождение.**6. НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ:** ОАО «Славнефть–Мегионнефтегаз», лицензия ХМН 00617 НЭ от 22.07.1997 – сроком до 21.10.2038**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 2010г.

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 ДТГР 2013г.

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 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 2011-2015 гг. 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 2016-2020 гг. с учетом результатов гидродинамического моделирования.

7.4.8. Провести анализ выполненных геолого-технологических мероприятий. Выполнить технико-экономическую оценку эффективности применения ГТМ детально за период 2006-2015 гг. 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 2016-2020 гг., 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 «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».

7.6.1. 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

ние растворителей; применение ингибиторов парафиноотложений; обосновать условия и технологию ремонта без глушения скважин при пониженном пластовом давлении.

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

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

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

7.6.5. Анализ и обоснование требований к поверхностному обустройству.

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

7.6.7. 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.

7.7. Основные задачи по этапу № 7 «Оформление отчета и защита работы на НТС Заказчика».

7.7.1. Формирование итогового отчета.

7.7.2. Сводная (поэтапная) презентация.

7.7.3. Подготовка итоговых данных в форматах Заказчика.

7.7.4. 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).

7.8. Основные задачи по этапам № 8, 9 «Представление отчета на экспертизу ЦКР. Согласование и защита работы в ЦКР Роснедра по УВС: «Дополнение к технологической проекту разработки Покамасовского нефтяного месторождения»

Срок выполнения этапа: согласно действующей редакции календарного плана

Результат выполнения задачи (вид отчетного документа):

- Протокол ЦКР/ТКР.

7.9. По этапу № 10 «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 технологическому проекту 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 21.03.07 «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, 2000 г.
- 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", 2003 г.

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 ОПРНиГМ 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 разработки
нефтегазовых месторождений**

Н.Л. Черковский

**Начальник отдела
проектов разработки**

Г.А. Бахтияров