

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ПО ЛОТУ №402/1

на проведение работ по теме:

«Дополнение к технологической схеме разработки Ачимовского нефтяного месторождения»

1. ОСНОВАНИЕ:

Выполнение лицензионных обязательств ХМН № 01578 НЭ от 25.06.2001г. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт. Превышение допустимого отклонения.

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 01.02.2015г.

Окончание: 31.01.2016г.

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

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

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

Выделение трех объектов разработки: БВ₁₀ (пласт БВ₁₀), Ач₂ (пласты Ач₂¹, Ач₂², Ач₂³, Ач₂⁴), ЮВ₁ (пласты ЮВ₁¹, ЮВ₁²).

4.2. История разработки

Открыто в 1980г., введено в разработку - 2004г. По состоянию на 01.01.2013г. в разработке находится один объект - ЮВ₁ (пласты ЮВ₁¹, ЮВ₁²).

4.3. Запасы нефти

Запасы углеводородного сырья по месторождению утверждены ГКЗ (протокол №1806-дсп от 12.12.2008г.). В 2012г. в оперативном порядке на государственный баланс поставлены запасы нефти категорий С1 и С2 по пласту ЮВ₁¹.

Действующий проектный документ

«Дополнение к технологической схеме разработки Ачимовского месторождения», выполнена ЗАО «НИИ ГЕОПРОЕКТ» и утверждена протоколом ЦКР №5817 от 12.12.2013г.

4.4. Объект БВ₁₀:

- избирательная горизонтальными добывающими скважинами с применением приконтурного заводнения, расстояние между скважинами 500м;

4.5. Объект Ач₂:

- площадная обращенная девятиточечная с расстоянием между скважинами 500м;

4.6. Объект ЮВ₁:

-рядная горизонтальными добывающими и наклонно-направленными нагнетательными скважинами с элементами очагового заводнения, расстояние между скважинами 500 м;

- общий фонд месторождения— 587 скважин (361 добывающих, из них 107-горизонтальных: 88 скважин с одним стволом, 19 – с двумя), 210 - нагнетательных, 8 – ликвидированных, 8 – водозаборных.

5. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО - Югра, Сургутский район**6. НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ:** ОАО «НГК «Славнефть». Лицензия ХМН №01578 НЭ от 25.06.2001г. выдана ОАО «НГК «Славнефть» (125047, РФ, г. Москва). Срок действия лицензии до 24.06.2026г.**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 01.01.2015г., 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 3D геологических моделей, построенных в рамках ДТСР 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 3D гидродинамической модели на 01.01.2014г.

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
- 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 2010-2014 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 2015-2019 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 2005-2014 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 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 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 отчёт, 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 схеме разработки Ачимовского 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 Мин-природы 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 21.03.07 «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.

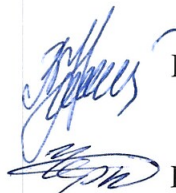
12.4. Подрядчик обязан заключать договоры добровольного страхования от несчастных случаев работников со страховой суммой не менее 400 000 (четыре сотни тысяч) рублей, с включением в договор следующих рисков:

- 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.

**Заместитель начальника отдела проектов
разработки**

**Начальник Департамента разработки
нефтегазовых месторождений**



И.И. Войтович



Н.Л. Черковский

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ПО ЛОТУ №402/2

на проведение работ по теме:

«Дополнение к Технологической схеме разработки Западно-Усть-Балыкского нефтяного месторождения»

1. ОСНОВАНИЕ:

Выполнение лицензионных обязательств ХМН №11183 НЭ от 17.05.2002г. Переоформление лицензии по изменению % использования газа. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт.

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 01.02.2015г.

Окончание: 31.01.2016г.

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

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

4. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА: Западно-Усть-Балыкское месторождение.**4.1. Объекты проектирования:**

Выделение пяти объектов разработки: пласты БС₈2, БС₁₀, ЮС₁⁰, ЮС₂¹, ЮС₂₋₃.

4.2. История разработки

Открыто в 1985г., введено в разработку - 2005г.

4.3. Запасы нефти

Запасы углеводородного сырья по месторождению утверждены ГКЗ (протокол №2906-дсп от 30.11.2012г.). В 2013г. в оперативном порядке на государственный баланс поставлены запасы нефти категорий С1 и С2 по пластам БС₈¹, БС₈².

4.4. Действующий проектный документ

«Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Усть-Балыкского месторождения», выполнена ЗАО «НИИ ГЕОПРОЕКТ» и утверждена протоколом ЦКР №5818 от 12.12.2013г.

4.5. Объект БС₈²:

- система горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 600м, на естественном режиме;

4.6. Объект БС₁₀:

- обращенная семиточечная с расстоянием между скважинами 500м и бурением горизонтального ствола с длиной горизонтального участка 500-600м;

4.7. Объект ЮС₁⁰:

- однорядная с размещением наклонно-направленных скважин по треугольной сетке с расстоянием 700м;

4.8. Объект ЮС₂₋₃:

- обращенная девятиточечная с расстоянием между наклонно-направленными скважинами 500м;

4.9. Объект ЮС₃:

- однорядная с размещением наклонно-направленными скважинами по треугольной сетке с расстоянием 700м.

- общий фонд месторождения – 322 скважины (192 добывающих, из них 92 – горизонтальные), 119 - нагнетательных (в том числе 1 ГС) и 11 – водозаборных.

Фонд для бурения 215 скважин, в том числе 122 добывающих (из них 70 ГС), 90 – нагнетательных (из них 1 ГС), 3 – водозаборные.

Бурение 9 БС и 3 БГС.

ГТМ: ГРП – 151 скв. опер. (в том числе 50 скв. – многостадийных ГРП на ГС), из них в процессе эксплуатации 61 скв. опер., ОПЗ – 212 скв. опер., 9 БС, 3 БГС, ВПП – 73 скв. опер.,

перф. работы – 35 скв. опер., гидродинамические методы – 82 скв. опер. оптимизация режимов – 166 скв. опер., ВИР и РИР – 85 скв. опер.

5. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО, Нижневартовский и Сургутский районы.

6. НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ: ООО «Славнефть-Нижневартовск». Лицензия ХМН №11183 НЭ от 17.05.2002г. выдана ООО «Славнефть-Нижневартовск» (628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Нижневартовск, улица Ленина 4-п, панель 19). Срок действия лицензии до 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 01.01.2015г., 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 2012г.

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 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 01.01.2014г.

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
- 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, приоритизировать 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 2010-2014 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 2015-2019 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 2005-2014 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 экономической эффективности. Для новых скважин и ГРП, планируемым 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 «С», 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 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. Предоставить обоснование и рекомендации по геологическим объектам и фонду 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 схеме разработки Западно-Усть-Балыкского 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, гриды 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 Западно-Усть-Балыкского 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. 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.

**Заместитель начальника отдела проектов
разработки**

 **И.И. Войтович**

**Начальник Департамента разработки
нефтегазовых месторождений**

 **Н.Л. Черковский**

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ПО ЛОТУ №402/3

на проведение работ по теме:

«Дополнение к Технологической схеме разработки Ининского нефтяного месторождения»

1. ОСНОВАНИЕ:

Выполнение лицензионных обязательств ХМН №11149 НЭ от 17.04.2002г. ДТСР на новые запасы. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт.

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 01.02.2015г.

Окончание: 31.01.2016

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

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

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

Выделение одного объекта разработки Ю₁¹.

4.2. История разработки

Открыто в 1989г., введено в разработку - 2004г.

4.3. Запасы нефти

Запасы углеводородного сырья по месторождению утверждены ГКЗ (протокол №1581-дсп от 29.02.2008г.). В 2012г. в оперативном порядке на государственный баланс поставлены запасы нефти категорий С1 и С2 по пласту Ю₁¹⁶.

4.4. Действующий проектный документ

«Дополнение к технологической схеме разработки Ининского месторождения», выполнена ЗАО «НИИ ГЕОПРОЕКТ» и утверждена протоколом ЦКР №5824 от 17.12.2013г.

4.5. Объект Ю₁¹:

- система разработки горизонтальными и наклонно-направленными скважинами с организацией приконтурного и избирательного заводнения.

- общий проектный фонд месторождения – 26 скважин (11 добывающих, из них 9 горизонтальных) 10 - нагнетательных, 2 – водозаборных, 3 – ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 19, в том числе 7 – добывающих (из них 6 – горизонтальных с длиной ствола 450м), 10 – нагнетательных, 2 – водозаборных.

5. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО-Югра, Нижневартовский район.

6. НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ: ООО «Славнефть-Нижневартовск». Лицензия ХМН №11149 НЭ от 17.04.2002г. выдана ООО «Славнефть-Нижневартовск» (628600, Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, город Нижневартовск, улица Ленина 4-п, панель 19). Срок действия лицензии 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 01.01.2015г., 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 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 01.01.2014г.

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
- 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 ИПД), определить проблемы (отклонения от ранее запроектированных показателей разработки) и их причины, предоставить мероприятия по оптимизации системы разработки (системы ИПД).

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 2010-2014 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 2015-2019 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 2005-2014 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 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», 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 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. Разработка и обоснование требований к бурению, вскрытию, освоению и конструкциям скважин.

7.6.4. Анализ и обоснование требований к поверхностному обустройству.

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

7.6.6. 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.

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

7.7.1. Формирование итогового отчета.

7.7.2. Сводная (позапная) 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 в ЦКР Роснедра по УВС работы: «Дополнение к Технологической схеме разработки Ининского 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 технологической схеме разработки Ининского 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. 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.

**Заместитель начальника отдела проектов
разработки**

И.И. Войтович

**Начальник Департамента разработки
нефтегазовых месторождений**

Н.Л. Черковский

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ПО ЛОТУ №402/4

на проведение работ по теме:

«Дополнение к Технологической схеме разработки Кетовского нефтяного месторождения»

1. ОСНОВАНИЕ:

Выполнение лицензионных обязательств Кетовский л.у. ХМН № 00605 НЭ от 01.07.1997г., Северо-Островной л.у. ХМН № 00616 НЭ от 16.07.1997г. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт.

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 01.02.2015 г.

Окончание: 31.01.2016 г.

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

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

4. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА: Кетовское месторождение.

4.1. Объекты проектирования:

пласты БВ₂ и БВ₃ Бирюзовая площадь, БВ₃, БВ₄, БВ₇, БВ₁₅₋₁₂(Ач) и ЮВ₁.

4.2. История разработки

Открыто в 1980 г., введено в разработку - 1987 г. Утвержденные объекты разработки – БВ₂, БВ₃ Бирюзовой площади, БВ₄, БВ₇, Ач, ЮВ₁.

4.3. Запасы нефти

Запасы углеводородного сырья по месторождению утверждены ГКЗ Роснедра (протокол №1058-дсп от 05.08.2005г.). В 2008 г. выполнен оперативный пересчет запасов нефти открытой залежи пласта БВ₄¹⁻² (протокол Роснедра № 18/770-пр от 13.10.2008г).

4.4. Действующий проектный документ

«Дополнение к технологической схеме разработки Кетовского месторождения», выполнена ЗАО «НИИ ГЕОПРОЕКТ» и утверждена протоколом ЦКР № 5823 от 17.12.2013 г.

4.5. Объекты БВ₂ и БВ₃ Бирюзовая площадь, БВ₇:

- естественный упруговодонапорный режим;

4.6. Объекты БВ₃, БВ₄:

- система разработки очагово-избирательная, приконтурная, сетка скважин 500х500м;

4.7. Объекты БВ₁₅₋₂₀ (Ач), ЮВ₁:

- система разработки очагово-избирательная, площадная обращенная девятиточечная, сетка скважин 500х500м;

- общий фонд скважин-632, в том числе добывающих-488, нагнетательных-138, водозаборных-6,

- фонд скважин для бурения – 287, в том числе добывающих – 215 (из них 5 горизонтальных), нагнетательных – 72;

- бурение боковых стволов – 107, в том числе с горизонтальным окончанием от 200 до 500м. – 45.

5. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО, Нижневартовский район

6. **НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ:** ОАО «СН-МНГ». Кетовский л.у. ХМН № 00605 НЭ от 01.07.1997г. сроком до 29.06.2038г., Северо-Островной л.у. ХМН № 00616 НЭ от 16.07.1997г. сроком до 27.04.2039г. выдана ОАО «СН-МНГ» (626441, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Мегион, ул. Кузьмина д. 51).

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 01.01.2015г., 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 2005г. и 2008 г. по пласту БВ₄¹⁻².

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 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 01.01.2014г.

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
- 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 2010-2014 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 2015-2019 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 2005-2014 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 экономической эффективности. Для новых скважин и ГРП, планируемым 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 «», 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 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. Разработка и обоснование требований к бурению, вскрытию, освоению и конструкциям скважин.

7.6.4. Анализ и обоснование требований к поверхностному обустройству.

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

7.6.6. 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.

7.7. 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 отчёт, 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 в ЦКР Роснедра по УВС работы: «Дополнение к Технологической схеме разработки Кетовского 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 формата 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 Кетовского 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. 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.

**Заместитель начальника отдела проектов
разработки**

И.И. Войтович

**Начальник Департамента разработки
нефтегазовых месторождений**

Н.Л. Черковский

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ПО ЛОТУ №402/5

на проведение работ по теме:

«Технологический проект разработки Локосовского нефтяного месторождения»

1. ОСНОВАНИЕ:

Выполнение лицензионных обязательств ХМН № 01095 НЭ от 12.10.1999 г. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт.

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 01.02.2015 г.

Окончание: 31.01.2016 г.

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

создание нового проектного документа «Технологический проект разработки Локосовского нефтяного месторождения» на основе интегрированного подхода к выбору оптимальной системы разработки «пласт – скважина - поверхностное обустройство – экономика»

4. НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА: Локосовское месторождение.

4.1. Объекты проектирования:

Пласты БВ₅, БВ₆, ЮВ₁¹.

4.2. История разработки

Открыто в 1963 г., Южная часть разрабатывается с 1976 года. Промышленная нефтеносность установлена в верхнеюрских (пласт ЮВ₁¹) и нижнемеловых терригенных отложениях (пласты АВ₂, БВ₅, БВ₆).

4.3. Запасы нефти

Последний подсчет запасов УВ выполнен в 2010г. (протокол ГКЗ Роснедра № 2295-дсп от 29.09.2010г.)

4.4. Действующий проектный документ

«Дополнение к технологическому проекту разработки Локосовского нефтяного месторождения», выполнена ЗАО «НИИ ГЕОПРОЕКТ» и утверждена протоколом ЦКР № 5563 от 24.12.2012 г.

4.5. Объекты БВ₅, БВ₆:

- система разработки пятирядная горизонтальными скважинами с применением очагово-избирательного заводнения;

4.6. Объект ЮВ₁¹:

- система разработки площадная обращенная семиточечная с расстоянием между скважинами 550м.

- общий фонд месторождения – 205 скважин (154 добывающих, 45 нагнетательных, 6 водозаборных),

- Фонд скважин для бурения – 117, в том числе добывающих – 88 (из них горизонтальных – 55 с длиной горизонтального участка ствола 400-700м), нагнетательных – 29.

5. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО, Нижневартовский и Сургутский районы

6. НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ: ОАО «СН-МНГ». Лицензия ХМН № 01095 НЭ от 12.10.1999г. на Южно-Локосовский л.у., выдана ОАО «СН-МНГ» (628681, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Мегион, ул. Кузьмина, д. 51, тел.:(34643)46794). Срок действия лицензии до 11.10.2024 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 01.01.2015г., 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 ДТГПР 2012г.

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 01.01.2014г.

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
- 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 2010-2014 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 2015-2019 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 2005-2014 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 экономической эффективности. Для новых скважин и ГРП, планируемым 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 «», 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 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. Предоставить обоснование и рекомендации по геологическим объектам и фонду 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 (позапная) 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: «Технологический проект разработки Локо-совского 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 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 «Технологический проект разработки Локозовского нефтяного 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. 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.

**Заместитель начальника отдела проектов
разработки**

И.И. Войтович

**Начальник Департамента разработки
нефтегазовых месторождений**

Н.Л. Черковский

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ПО ЛОТУ №402/6

на проведение работ по теме:

«Технологический проект разработки Мыхпайского нефтяного месторождения»

1. ОСНОВАНИЕ:

Выполнение лицензионных обязательств ХМН 00523 НЭ от 29.04.1997 г. и ХМН №00534 НЭ от 26.05.1997г. Необходимость совершенствования запроектированной системы разработки, технологий бурения и воздействия на пласт.

2. СРОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ:

Начало: 01.02.2015 г.

Окончание: 31.01.2016 г.

3. ЦЕЛЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ:

создание нового проектного документа «Технологический проект разработки Мыхпайского нефтяного месторождения» на основе интегрированного подхода к выбору оптимальной системы разработки «пласт – скважина - поверхностное обустройство – экономика»

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

Пласты: ЮВ₁, БВ₁₅₋₁₇, БВ₁₀, БВ₈, АВ₁³ + АВ₂¹⁻², АВ₁¹⁻².

4.2. История разработки

Открыто в 1968 г., введено в разработку - 1973 г. Помышленно нефтеносными являются терригенные отложения васюганской (пласт ЮВ₁), мегионской (пласты БВ₁₅₋₁₇, БВ₁₀, БВ₈), ванденской (пласты АВ₂², АВ₂¹) и алымской (пласты АВ₁³, АВ₁¹⁻²) свит.

4.3. Запасы нефти

В 2005г. выполнен пересчет запасов нефти и растворенного газа, утвержден ГКЗ (протокол №1158 от 26.02.2006г). По состоянию на 01.11.2011г. на государственном балансе числятся запасы нефти по БВ₁₅₋₁₆, БВ₁₇, БВ₁₀, БВ₈⁰, АВ₁³, АВ₂¹⁻², АВ₁¹⁻², БВ₈¹⁻², утвержденные ГКЗ в 2005г., а по пласту ЮВ₁ оперативно пересчитанные и утвержденные ГКЗ (протоколом №18/856-пр от 07.11.2008г.)

4.4. Действующий проектный документ

«Дополнение к проекту разработки Мыхпайского нефтяного месторождения», выполнена ЗАО «НИИ ГЕОПРОЕКТ» и утверждена протоколом ЦКР № 5246 от 08.12.2011 г.

4.5. Системы разработки: по объектам ЮВ₁, БВ₁₅₋₁₇, БВ₁₀, БВ₈ – очагово-избирательная система с расстоянием между скважинами от 400 до 500м, по АВ₁³ + АВ₂¹⁻² и АВ₁¹⁻² – семиточечная обращенная система с расстоянием между скважинами 400 м, на основных объектах предусмотрено бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола 400-500м.

- общий фонд месторождения – 270 скважины в том числе 186 добывающих, из них 28 горизонтальные, 80 нагнетательных, 2 водозаборные, 2 ликвидированные

- фонд скважин для бурения 185, в том числе 133 добывающие (из них 22 горизонтальных) и 50 нагнетательных, две водозаборные.

- бурение БС – 11 и БГС – 6.

5. МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА: Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО, в 25 км от г. Нижневартовска в непосредственной близости к Самотлорскому месторождению.

6. НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ: Лицензии ХМН 00523 НЭ от 29.04.1997 г. На срок до 29.06.2038г. и ХМН №00534 НЭ от 26.05.1997г. на срок до 31.12.2038г. выдана ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (628684, г. Мегион ХМАО-Югра, ул. Кузьмина, д. 51, тел. (34643)46702, факс. (34643) 46703.

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 01.01.2015г., 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 2006 г.

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 ДПР 2011г.

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 01.01.2014г.

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
- 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 2010-2014 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 2015-2019 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 2005-2014 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 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 «», 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 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. Разработка и обоснование требований к бурению, вскрытию, освоению и конструкциям скважин.

7.6.4. Анализ и обоснование требований к поверхностному обустройству.

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

7.6.6. 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.

7.7. 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: «Технологический проект разработки Мыхпайского 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, гриды 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 «Технологический проект разработки Мыхпайского нефтяного 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. 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.

Заместитель начальника отдела проектов
разработки



И.И. Войтович

Начальник Департамента разработки
нефтегазовых месторождений



Н.Л. Черковский