

**ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПО ТЕМЕ:
«Подсчет запасов нефти на Центрально-Пурпейском месторождении Усть-Пурпейского
лицензионного участка»**

1. Целевое назначение работ

Цель работы:

Геологическим заданием предусматривается подсчет запасов углеводородов на Центрально-Пурпейском месторождении с учетом вновь полученной геолого-промысловой информации по результатам добычи нефти.

Общие сведения:

На Центрально-Пурпейском месторождении подсчет запасов нефти производился в 2020 году, утвержден протоколом ФБУ ГКЗ РФ.

Тип ловушки – структурно-литологическая.

Площадь нефтеносности – 2 786 м². Средняя эффективная мощность пласта 6,5 м.

Исходные данные:

- имеющихся в ООО «Пурнефть» материалов ГИС,
- испытаний пласта и данных по керну пробуренной эксплуатационной скважины №312;
- гидродинамические исследования;
- отчета ЗАО «МиМГО» ««Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных материалов МОГТ 3D на Усть-Пурпейском лицензионном участке»;
- отчета ЗАО «МИМГО» «Оперативный подсчет запасов нефти на Центрально-Пурпейском месторождении по результатам эксплуатационного бурения за 2020 год».

Объем работ:

Для выполнения геологического задания предусматривается следующий объем работ:

- анализ имеющейся геолого-геофизической информации по Центрально-Пурпейскому месторождению;
- анализ данных гидродинамических исследований;
- количественная обработка материалов ГИС;
- выполнение подсчета запасов углеводородного сырья;
- оформление графических приложений;
- подготовка отчетной документации по пересчету запасов и защита в ФБУ ГКЗ РФ.

2. Ожидаемые результаты, сроки выполнения работ и отчетность

2.1 Результаты работ:

Подсчет запасов на Центрально-Пурпейском месторождении, защита результатов в ФБУ ГКЗ РФ.

2.2 Сроки выполнения работ:

Начало работ – 15.03.2022

Окончание (с учётом защиты в ЦКР Роснедр по УВС) - 30.12.2022.

Срок прохождения государственной экспертизы, а также срок утверждения запасов в ФБУ ГКЗ РФ определяются регламентами данных организаций и в срок составления «Оперативного пересчета запасов нефти на Центрально-Пурпейском месторождении» не включаются.

программного обеспечения Microsoft Office и представляются на бумажном носителе, отпечатанном на лазерном принтере в формате А4.

7.2. Графические материалы и рисунки заключительного отчета должны быть отпечатаны в цвете и представлены на бумаге и в электронном виде (в векторном и растровом форматах).

7.3. Трехмерные цифровые геолого-гидродинамические модели передаются в форматах программного обеспечения компании Schlumberger.

8. Перечень и комплектность документации, подлежащей оформлению и сдаче по работе в целом

8.1. Итоговый отчет после согласования и утверждения ПТД в ЦКР Роснедр по УВС - 1 экз. на бумажном носителе в жестком переплете.

8.2. Электронные копии: итогового отчета (текст - в формате Microsoft Word, pdf, таблицы - в формате Microsoft Excel) с графическими материалами в pdf и jpg-формате; проекта протокола ЦКР Роснедр по УВС, реферата и презентации на DVD - в 1 экз.

8.3. Трехмерные цифровые геолого-гидродинамические модели на электронных носителях (DVD-дисках) - в 1 экз.

9. Сроки выполнения работ

9.1. Начало – 15.03.2022

9.2. Окончание (с учетом защиты в ЦКР Роснедр по УВС) - 30.12.2022.

Работа считается выполненной после защиты в ФБУ ГКЗ РФ и согласования запасов в Федеральном агентстве по недропользованию.

Начальник СГиР



Чапурина А.В.

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПО ТЕМЕ:

«Дополнение к технологической схеме разработки Центрально-Пурпейского нефтяного месторождения в пределах Усть-Пурпейского лицензионного участка ЯНАО»

1. Вид проектного документа:

Вид проектного документа определяется согласно «Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» утв. приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20.09.2019 № 639.

2. Основание для выполнения работы

Уточнение технологических показателей разработки

3. Законодательные и регламентирующие документы

3.1. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 11.06.2021 г.).

3.2. Закон ЯНАО от 26.06.2012 № 56-ЗАО «О недропользовании в Ямало-Ненецком автономном округе» (принят Законодательным Собранием Ямало-Ненецкого автономного округа 15.06.2012, редакция Закона ЯНАО от 23.04.2020 № 44-ЗАО).

3.3. Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Утв. Приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 14.06.2016 № 356 (ред. от 07.08.2020).

3.4. Постановление Правительства РФ от 3 марта 2010 г. № 118 «Об утверждении положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» (в ред. от 12.11.2020).

3.5. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 02.07.2021).

3.6. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утв. Приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477 (в ред. распоряжения МПР РФ № 11-р от 19.04.2018).

3.7. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Утв. приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20.09.2019 № 639 (ред. от 06.10.2020).

3.8. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. Утв. Приказом Минтопэнерго РФ от 10.03.2000 № 67.

3.9. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.

3.10. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по У ВС. Принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 № 5370).

3.11. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01). Введенные в действие приказом Минэнерго РФ от 05.02.2002 № 30.

4. Исходная информация для составления проектных документов на разработку месторождений

- 4.1. Лицензии на право пользования участками недр.
- 4.2. Отчет по подсчету запасов УВС и результаты экспертизы (Протокол ФБУ ГКЗ от 2020 г.).
- 4.3. Отчетные балансы запасов нефти, конденсата, свободного и растворенного газа на 01.01.2022 по новой Классификации (форма 6-гр).
- 4.4. Действующий ПТД на разработку Центрально-Пурпейского месторождения (протокол ЦКР Роснедр по УВС).
- 4.5. Данные геолого-геофизической изученности района работ месторождения.
- 4.5. Результаты сейсмических, геофизических и промысловых исследований скважин и пластов.
- 4.6. Результаты бурения разведочных, поисковых и эксплуатационных скважин.
- 4.7. Сведения по истории эксплуатации добывающих скважин с начала разработки месторождения.
- 4.8. Результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов.
- 4.9. Результаты лабораторных и промысловых исследований различных технологий воздействия на пласты (если таковые имеются).
- 4.10. Материалы по мониторингу окружающей природной среды и экологическому сопровождению добычи углеводородного сырья.
- 4.11. Материалы по действующей системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.
- 4.12. Фактические по компании цены (за предыдущий год) и доли реализации углеводородов на внешнем и внутреннем рынках, калькуляция себестоимости добычи нефти и газа, смета затрат на производство, остаточная стоимость скважин и прочих основных фондов, ставки налогов, затраты на ликвидацию скважин и других фондов, исходная информация по капитальным и эксплуатационным затратам, подготовленная недропользователем.

5. Содержание работы

5.1. Проектный технический документ должен соответствовать «Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья», утв. приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20.09.2019 г. № 639 и содержать следующие разделы:

- Общие сведения о месторождении и лицензионном участке;
- Геолого-физическая характеристика месторождения;
- Состояние разработки месторождения;
- Модели месторождения;
- Проектирование разработки месторождения;
- Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов;
- Экономическая оценка вариантов разработки;
- Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС;
- Конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, исследования скважин в процессе бурения, консервация и ликвидация скважин;
- Техника и технология добычи УВС;
- Контроль процесса разработки;
- Доразведка и научно-исследовательские работы;
- Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами.

5.2. Создание гидродинамической модели по всем продуктивным пластам на основе геологической модели в соответствии с требованиями РД 153-39.0-047-00.

5.3. Анализ текущего состояния разработки.

5.4. Анализ выполнения ранее утвержденных проектных решений. Сравнение проектных

и фактических показателей разработки, анализ причин их расхождения, анализ выполнения решений ЦКР.

5.5. Анализ технического состояния фонда скважин.

5.6. Выработка рекомендаций, направленных на достижение проектных показателей, в том числе по технологиям повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов.

5.7. Уточнение объемов и сроков бурения скважин.

5.8. При обосновании технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт учесть опыт применения эффективных технологий, накопленный нефтяными компаниями РФ и международный опыт, с выработкой рекомендаций:

- по сокращению сроков строительства скважин;
- по обеспечению качественного вскрытия пласта;
- по отбору керн и его исследованию;
- по проводке горизонтальных стволов скважин с применением телесистем;
- по применению бурения скважин малого диаметра;
- по бурению боковых стволов и боковых горизонтальных стволов;
- по бурению многоствольных скважин;
- по заканчиванию скважин при бурении;
- по освоению скважин после эксплуатационного бурения;
- по применению новых технологий повышения нефтеотдачи и газоотдачи пластов;
- по применению и интерпретации новых методов геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- по закачке рабочего агента в пласты, применению нестационарного заводнения;
- по применению термозаводнения, полимерного заводнения и т.д.;
- по применению оборудования одновременно-раздельной эксплуатации и закачки;
- по другим новым технологиям, в том числе учитывающим международный опыт;
- по доразведке месторождения;
- по программе доизучения месторождения (Программа исследовательских работ).

5.9. Выполнение расчетов предлагаемых вариантов разработки месторождения с учетом фактически сложившейся динамики на весь срок разработки месторождения.

5.10. Экономическая оценка вариантов разработки месторождения на рентабельный срок и на весь проектный срок разработки.

5.11. Рекомендованные мероприятия по повышению конечного КИН должны соответствовать условиям лицензионного соглашения.

6. Особые условия

6.1. Анализ экономической эффективности проектных решений выполнить по условиям и требованиям МНР России.

6.2. Проектный документ должен содержать достоверные фактические показатели, а также корректный прогноз операционных расходов и оценок показателей экономической эффективности, в том числе в части полноты данных для обеспечения получения или продления льгот при различных налоговых режимах.

6.3. Привести прогноз динамики пластового давления по всем вариантам разработки.

6.4. Обосновать предельные значения забойного давления, исходя из геологофизических характеристик пластов и физико-химических свойств насыщающих их флюидов.

6.5. Необходимая для выполнения работы исходная информация передается Заказчиком в электронном виде.

6.6. Фактические экономические показатели выдаются Заказчиком за 2021 год.

6.7. При расчете прогнозных технологических показателей разработки коэффициент эксплуатации скважин принять равным 0,96 д. ед., коэффициент использования скважин принять равным 0,98 д. ед., использование объемов растворенного газа принять равным 95 %.

6.8. Все фактические показатели разработки продуктивных пластов месторождения должны быть приведены по состоянию на 01.01.2022.

6.9. Этапы согласования геолого-гидродинамических моделей:

6.9.1 проверка качества геологической модели;

6.9.2 переход от геологической модели к гидродинамической. Для согласования передаются: таблицы «Сопоставление параметров геологической и гидродинамической моделей» по всем параметрам, гистограммы, геолого-статистические разрезы;

- адаптация модели по историческим данным - при настройке фильтрационной модели необходимо обратить особое внимание на согласованность с фактическими пластовыми и забойными давлениями, коэффициентами продуктивности и приемистости (должны в обязательном порядке использоваться: история эксплуатации скважин с месячными показателями, значения пластовых и забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин, результаты проведения геолого-технических мероприятий, петрофизические зависимости фазовых проницаемостей по нефти, воде, газу, описание концевых точек фазовых проницаемостей, полученных по ОСТ 39-235-89). Необходимо обратить внимание на соответствие фактических интервалов перфорации (изоляция) и учесть их изменение во времени. Для согласования передается гидродинамическая модель в форматах Eclipse (входные и расчетные данные по месяцам на весь исторический период) в соответствии с п.3.11, описание модели в соответствии с п.п. 3.9 (все разделы сопровождаются необходимой графикой и таблицами), особое внимание уделяется используемой методике адаптации модели;

- прогноз технологических показателей вариантов разработки, для согласования предоставляются все расчеты прогнозных вариантов с рестарта по годам до конечного срока прогнозирования, показанного в таблицах регламента, прилагается краткое описание вариантов, к каждому варианту должна быть приложена таблица «Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объема буровых работ», карты размещения скважин по всем вариантам на основе карты остаточных запасов на текущую дату, таблицы регламента, описание раздела с обоснованием принятой методики прогнозных расчетов и способов моделирования ГТМ.

6.10 После окончания работ по моделированию (при условии согласования всех этапов и исправления указанных недостатков) все данные необходимо подготовить для передачи на экспертизу в ФБУ «ГКЗ» в форматах, указанных экспертом.

6.11 Заключительный этап работ по составлению проектного технического документа на разработку Центрально-Пурпейского месторождения включает в себя следующее:

- рассмотрение и принятие отчета на НТС ОАО «НК «Янгпур», после Подрядчик представляет отчет в ФБУ «ГКЗ», готовит необходимые материалы для защиты проектного документа на заседании;

- после согласования проектного документа ЦКР Роснедр по УВС - Подрядчик проводит доработку отчета и пакета материалов (в т.ч. электронных карт и геологогидродинамических моделей) для окончательной сдачи Заказчику.

7. Требования к оформлению работы и передаваемым материалам

7.1. Текстовая часть заключительного отчета, проект протокола ЦКР Роснедр по УВС, а также табличные и графические материалы оформляются с применением

2.3 Отчетная документация

Отчетной документацией (Окончательным отчетом) является отчет по оперативному пересчету балансовых и извлекаемых запасов углеводородов

Отчет по пересчету балансовых и извлекаемых запасов углеводородов представляются заказчику в двух экземплярах на русском языке, как в твердой копии, так и в цифровом виде включая отчет (*.doc, *.xls, *.pdf), графические приложения (*.cdr (для версии CorelDraw X3), *.jpg) и информационную базу данных (материалы интерпретации ГИС (las-файлы, таблицы, планшеты), петрофизические зависимости, grids, геологическая модель и др.; соответствующие данные должны быть представлены в формате для ПО Petrel2011).

В случае отклонения работы в ФБУ ГКЗ РФ Исполнитель осуществляет доработку за счет собственных средств. Повторная оплата государственной экспертизы осуществляется Исполнителем за свой счет.

После защиты отчета в ФБУ ГКЗ РФ Исполнитель подготавливает и направляет в Территориальный и Российский геологические фонды отчет и графические приложения, как в твердой копии, так и в цифровом виде на CD, а также ведомость МНЗ.

Начальник СГиР



Чапурина А.В.