

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по теме:

«Оценка ресурсов Вьюжного и Богдановского месторождений»**1. Цель работ**

Анализ и обобщение данных сейсморазведочных работ, разведочного и эксплуатационного бурения. Создание компьютерной базы геолого-геофизических данных. Проведение детальной корреляции разрезов скважин, послойной интерпретации материалов ГИС, петрофизического обоснования методики интерпретации. Анализ испытаний, исследований скважин, обоснование положения межфлюидальных контактов, подсчетных параметров. Построение геологической модели залежей Вьюжного и Богдановского месторождений, не учтенных подсчетом запасов. Оценка ресурсов Вьюжного и Богдановского месторождений. Формирование предложений по доразведке месторождений/структур. Составление отчета по результатам выполненных работ.

2. Основание для выполнения работ:

Обработка и комплексная интерпретация сейсморазведки МОГТ 2Д,3Д и результатов глубокого бурения в пределах Известинского лицензионного участка Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа, бурение бокового ствола №717s2 Вьюжного месторождения, бурение эксплуатационных скважин №435s2, №101, №102 Богдановского месторождения, отбор и исследование керны скважины №102, проведение комплекса геолого-промысловых, гидродинамических, геофизических исследований.

3. Краткие сведения об участке работ:

3.1. Вьюжное и Богдановское месторождения административно расположены в пределах Пуровского района, ЯНАО, Тюменской области;

3.2. В разрезе Вьюжного месторождения выявлены две газоконденсатные залежи ачимовских отложений;

3.3. В разрезе Богдановского месторождения выявлена одна нефтяная залежь продуктивного пласта Ю₁;

3.4. Последний подсчет запасов Вьюжного месторождения: «Подсчет запасов газа и конденсата Вьюжного месторождения» (утвержден протоколом ФАН №2614-дсп от 02.12.2011 г.);

3.5. Последний подсчет запасов Богдановского месторождения: «Оперативный подсчет запасов Богдановского месторождения» (утвержден протоколом ФАН №03-18/317-пр от 23.07.2019 г.);

4. Организация-Недропользователь.

ОАО «НК «ЯНГПУР», лицензия СЛХ № 15579 НР от 05.06.2013 г., на право пользования недрами Известинского лицензионного участка, выдана на срок до 2035 г.

5. Основные требования к работе:

5.1 Содержание и оформление отчетной документации по работе, выполняемой по настоящему заданию, должно соответствовать требованиям действующих регламентирующих документов:

- «Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газов объемным методом», Москва-Тверь, 2003 г.

5.2 Отчет должен содержать следующие разделы:

«Введение»;

1. «Общие сведения об участке работ»;

2. «Геологическое строение месторождений»;
 3. «Геологоразведочные работы»;
 4. «Использование данных сейсморазведки для подсчета запасов»;
 5. «Физико-литологические свойства коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследований керна»;
 6. «Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных»;
 7. «Нефтегазоносность»;
 8. «Гидрогеологические и геокриологические условия»;
 9. «Физико-химические свойства и состав нефти, газа, конденсата»;
 10. «Обоснование подсчетных параметров, оценка ресурсов нефти, газа, конденсата»;
 11. «Проектирование поисково-разведочных работ»;
 12. «Методика проведения геологоразведочных работ»;
 - «Заключение».
- 5.3 Содержание, объемы и сроки выполнения работ должны соответствовать этапам Календарного плана, приведенного в Приложении № 6 к Договору.
- 6. Форма представления результатов**
- 6.1. Отчет передается Заказчику поэтапно, по мере завершения работы над отдельными разделами.
- 6.2. Исполнителем формируется и передается Заказчику 2 (два) экземпляра отчета на бумажном и электронном носителях:
- текст отчета — Microsoft Word;
 - табличные приложения — Microsoft Excel;
 - графические приложения — Corel Draw и Pdf;
 - геолого-промысловая информация – в форматах *.las, *.txt, *.xls.
 - презентация в формате Microsoft Power Point;
 - акты приемки-сдачи работы, счета-фактуры.
- 7. Сроки выполнения работ:**
- Дата начала работ - момент заключения договора.
- Дата завершения работ - до 15.07.2021г.
- 8. Прочее**
- 8.1. Текущее состояние выполнения работ, планы и содержание дальнейших работ обсуждаются на рабочих совещаниях с представителями Сторон, возможные изменения и дополнения к Техническому заданию и Календарному плану оформляются соответствующими дополнительными соглашениями к Договору.
- 8.2. Работа считается выполненной после защиты на НТС ОАО «НК «Янгпур» и получением Заказчиком отчета.

Заместитель директора – главный геолог
ОАО «НК «Янгпур»

 А.А. Гусаревич

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по теме:

«Пересчет запасов свободного газа и конденсата Вьюжного газоконденсатного месторождения»

1. Цель работ

Анализ и обобщение данных сейсморазведочных работ, разведочного и эксплуатационного бурения. Создание компьютерной базы геолого-геофизических данных. Проведение детальной корреляции разрезов скважин, послойной интерпретации материалов ГИС, петрофизического обоснования методики интерпретации. Обоснование положения межфлюидальных контактов, подсчетных параметров. Построение трехмерной модели газоконденсатных залежей ачимовских отложений Вьюжного месторождения. Подсчет начальных и остаточных запасов углеводородов согласно верифицированным данным добычи по залежи. Составление отчета по подсчету запасов УВС Вьюжного месторождения по состоянию изученности на 01.01.2021 г. Проведение экспертизы отчета в ФБУ ГКЗ РФ и утверждение запасов углеводородов в Федеральном агентстве по недропользованию. Составление паспорта месторождения, регистрация отчета в ФАН Роснедра и передача отчета в ФГБУ «Росгеолфонд» и ФБУ «ТФГИ по УрФО».

2. Основание для выполнения работ:

Обработка и комплексная интерпретация сейсморазведки МОГТ 2Д,3Д и результатов глубокого бурения в пределах Известинского лицензионного участка Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Пересчет запасов Вьюжного месторождения в соответствии с Распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 № 3-Р «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477».

3. Краткие сведения о месторождении:

3.1. Вьюжное месторождение административно расположено в пределах Пуровского района, ЯНАО, Тюменской области;

3.2. В разрезе Вьюжного месторождения выявлены две газоконденсатные залежи ачимовских отложений;

3.3. Последний подсчет запасов Вьюжного месторождения: «Подсчет запасов газа и конденсата Вьюжного месторождения» (утвержден протоколом ФАН №2614-дсп от 02.12.2011 г.);

4. Организация-Недропользователь.

ОАО «НК «ЯНГПУР», лицензия СЛХ № 15579 НР от 05.06.2013 г., на право пользования недрами Известинского лицензионного участка, выдана на срок до 2035 г.

5. Основные требования к работе:

5.1. Содержание и оформление отчетной документации по работе, выполняемой по настоящему заданию, должно соответствовать требованиям действующих регламентирующих документов:

- Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» с изменениями и дополнениями;
- Закон ЯНАО от 26.06.2012 № 56-3АО «О недропользовании в Ямало-Ненецком автономном округе» (принят Законодательным Собранием Ямало-Ненецкого автономного округа 15.06.2012);
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ;
- Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 № 3-Р «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477»;
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.02.2016 № 54 «Об утверждении требований к содержанию геологической информации о недрах и формы ее представления» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.03.2016 № 41560);
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.12.2015 № 564 «Об утверждении требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов»;
- «Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья» разработанные ФБУ «ГКЗ» и одобренные решением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации протокол № 6 от 10.02.2015;
- Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные распоряжением МПР РФ от 01.02.2016г. № 3-р.
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 ноября 2017 года N 486 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности подземных хранилищ газа»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с изменениями и дополнениями, утвержденные приказом Ростехнадзора России от 15.12.2020 № 534;
- РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденный приказом Минтопэнерго РФ №67 от 10.03.2000;
- «Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газов объемным методом», Москва-Тверь, 2003 г.

5.2. Отчет должен содержать следующие разделы:

«Введение»;

1. «Общие сведения о месторождении»;
2. «Геологическое строение месторождения»;
3. «Геологоразведочные работы»;
4. «Использование данных сейсморазведки для подсчета запасов»;
5. «Физико-литологические свойства коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследований керна»;
6. «Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных»;
7. «Нефтегазоносность»;
8. «Гидрогеологические и геокриологические условия»;
9. «Физико-химические свойства и состав нефти, газа и сопутствующих компонентов»;
10. «Сведения о разработке месторождения»;
11. «Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов»;
12. «Сопоставление подсчитанных запасов нефти и газа с ранее утвержденными и числящимися на государственном балансе»;
13. «Построение трехмерной геологической модели»;

14. «Мероприятия по охране недр и окружающей среды»;
15. «Обоснование подготовленности месторождения для промышленного освоения»;
16. «Анализ качества и эффективности геологоразведочных работ»;
17. «Сведения о параметрах, влияющих на вязкость, проницаемость и стратиграфическую принадлежность»;
«Заключение».
- 5.3 Содержание, объемы и сроки выполнения работ должны соответствовать этапам Календарного плана, приведенного в Приложении № 6 к Договору.

6. Форма представления результатов

4.1. Оформление текста отчета и графических приложений должно соответствовать требованиям МР и нормативных документов, указанных в п. 3 настоящего Геолого-технического задания, и ГОСТу Р 53579-2009.

4.2. Отчет (сигнальный экземпляр) передается Заказчику поэтапно, по мере завершения работы над отдельными разделами.

4.3. После получения протокола с заключением государственной экспертизы о постановке запасов на государственный баланс исполнителем формируется и передается:

- Заказчику 2 (два) экземпляра отчета на бумажном (**в твердом типографском переплете**) и электронном носителях:
 - текст отчета — MS WORD;
 - табличные приложения — MS EXCEL;
 - графические приложения — COREL DRAW и PDF;
 - геолого-промысловая информация – в форматах *.las, *.txt, *.xls;
 - презентация в формате Microsoft Power Point;
 - геологическая модель в формате программного продукта Petrel;
 - акты приемки-сдачи работы, счета-фактуры.
- В ФГБУ «Росгеолфонд» 1 (один) печатный экземпляр отчета (в твердом типографском переплете).
- В ФБУ «ТФГИ по УрФО» 1 (один) печатный экземпляр отчета (в твердом типографском переплете).

7. Сроки выполнения работ:

Дата начала работ - момент заключения договора.

Дата завершения работ - до 15.07.2021г.

8. Прочее

5.1. Текущее состояние выполнения работ, планы и содержание дальнейших работ обсуждаются на рабочих совещаниях с представителями Сторон, возможные изменения и дополнения к Техническому заданию и Календарному плану оформляются соответствующими дополнительными соглашениями к Договору.

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

Заместитель директора – главный геолог
ОАО «НК «Янгпур»

 А.А. Гусаревич

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по теме:

«Пересчет запасов нефти и растворенного газа Богдановского нефтяного месторождения»

1. Цель работ

Анализ и обобщение данных сейсморазведочных работ, разведочного и эксплуатационного бурения. Создание компьютерной базы геолого-геофизических данных. Проведение детальной корреляции разрезов скважин, послойной интерпретации материалов ГИС, петрофизического обоснования методики интерпретации. Обоснование положения межфлюидальных контактов, подсчетных параметров. Построение трехмерной геологической модели залежи пласта Ю₁ Богдановского месторождения. Подсчет начальных и остаточных запасов углеводородов согласно верифицированным данным добычи по залежи. Составление отчета по подсчету запасов УВС Богдановского месторождения по состоянию изученности на 01.01.2021 г. Проведение экспертизы отчета в ФБУ ГКЗ РФ и утверждение запасов углеводородов в Федеральном агентстве по недропользованию. Составление паспорта месторождения, регистрация отчета в ФАН Роснедра и передача отчета в ФГБУ «Росгеолфонд» и ФБУ «ТФГИ по УрФО».

2. Основание для выполнения работ:

Бурение эксплуатационных скважин №101 и №102 Богдановского месторождения, проведение комплекса геолого-промысловых, гидродинамических, геофизических исследований, отбор и исследование керна, составление технологической схемы разработки Богдановского месторождения в 2021 году.

3. Краткие сведения о месторождении:

3.1. Богдановское месторождение административно расположено в пределах Пуровского района, ЯНАО, Тюменской области;

3.2. В разрезе Богдановского месторождения выявлена одна нефтяная залежь продуктивного пласта Ю₁;

3.3. Последний подсчет запасов Богдановского месторождения: «Оперативный подсчет запасов Богдановского месторождения» (утвержден протоколом ФАН №03-18/317-пр от 23.07.2019 г.)

4. Организация-Недропользователь.

ОАО «НК «ЯНГПур», лицензия СЛХ № 15579 НР от 05.06.2013 г., на право пользования недрами Известинского лицензионного участка, выдана на срок до 2035 г.

5. Основные требования к работе:

5.1. Содержание и оформление отчетной документации по работе, выполняемой по настоящему заданию, должно соответствовать требованиям действующих регламентирующих документов:

- Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» с изменениями и дополнениями;
- 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);
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 N 7-ФЗ;

- Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 № 3-Р «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477»;
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.02.2016 № 54 «Об утверждении требований к содержанию геологической информации о недрах и формы ее представления» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 25.03.2016 № 41560);
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.12.2015 № 564 «Об утверждении требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов»;
- «Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья» разработанные ФБУ «ГКЗ» и одобренные решением Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации протокол № 6 от 10.02.2015;
- Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные распоряжением МПР РФ от 01.02.2016г. № 3-р.
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 ноября 2017 года N 486 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности подземных хранилищ газа»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с изменениями и дополнениями, утвержденные приказом Ростехнадзора России от 15.12.2020 № 534;
- РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденный приказом Минтопэнерго РФ №67 от 10.03.2000;
- «Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газов объемным методом», Москва-Тверь, 2003 г.

5.2. Отчет должен содержать следующие разделы:

«Введение»;

1. «Общие сведения о месторождении»;
2. «Геологическое строение месторождения»;
3. «Геологоразведочные работы»;
4. «Использование данных сейсморазведки для подсчета запасов»;
5. «Физико-литологические свойства коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследований керна»;
6. «Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных»;
7. «Нефтегазоносность»;
8. «Гидрогеологические и геокриологические условия»;
9. «Физико-химические свойства и состав нефти, газа и сопутствующих компонентов»;
10. «Сведения о разработке месторождения»;
11. «Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов»;
12. «Сопоставление подсчитанных запасов нефти и газа с ранее утвержденными и числящимися на государственном балансе»;
13. «Построение трехмерной геологической модели»;
14. «Мероприятия по охране недр и окружающей среды»;
15. «Обоснование подготовленности месторождения для промышленного освоения»;
16. «Анализ качества и эффективности геологоразведочных работ»;
17. «Сведения о параметрах, влияющих на вязкость, проницаемость и

стратиграфическую принадлежность»;
«Заключение».

- 5.3 Содержание, объемы и сроки выполнения работ должны соответствовать этапам Календарного плана, приведенного в Приложении № 6 к Договору.

6. Форма представления результатов

4.1. Оформление текста отчета и графических приложений должно соответствовать требованиям МР и нормативных документов, указанных в п. 3 настоящего Геолого-технического задания, и ГОСТу Р 53579-2009.

4.2. Отчет (сигнальный экземпляр) передается Заказчику поэтапно, по мере завершения работы над отдельными разделами.

4.3. После получения протокола с заключением государственной экспертизы о постановке запасов на государственный баланс исполнителем формируется и передается:

- Заказчику 2 (два) экземпляра отчета на бумажном (**в твердом типографском переплете**) и электронном носителях:
 - текст отчета — MS WORD;
 - табличные приложения — MS EXCEL;
 - графические приложения — COREL DRAW и PDF;
 - геолого-промысловая информация – в форматах *.las, *.txt, *.xls;
 - презентация в формате Microsoft Power Point;
 - геологическая модель в формате программного продукта Petrel;
 - акты приемки-сдачи работы, счета-фактуры.
- В ФГБУ «Росгеолфонд» 1 (один) печатный экземпляр отчета (в твердом типографском переплете).
- В ФБУ «ТФГИ по УрФО» 1 (один) печатный экземпляр отчета (в твердом типографском переплете).

7. Сроки выполнения работ:

Дата начала работ - момент заключения договора.

Дата завершения работ - до 15.07.2021г.

8. Прочее

5.1. Текущее состояние выполнения работ, планы и содержание дальнейших работ обсуждаются на рабочих совещаниях с представителями Сторон, возможные изменения и дополнения к Техническому заданию и Календарному плану оформляются соответствующими дополнительными соглашениями к Договору.

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

Заместитель директора – главный геолог
ОАО «НК «Янгпур»

 А.А. Гусаревич

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по теме:

«Дополнение к технологическому проекту разработки Вьюжного газоконденсатного месторождения»

1. Цель работ

Разработка комплекса технологических и технических мероприятий, основанных на геолого-технологической модели месторождения и опыте разработки месторождений-аналогов, направленных на достижение максимального извлечения и темпов отборов углеводородов из недр пластов Вьюжного месторождения. Предложение оптимального с технологической и экономической точки зрения варианта, предполагающего полное развитие разработки месторождения, обеспечивающего наиболее полное извлечение запасов углеводородов. Составление дополнения к технологическому проекту разработки (ДТПР), проведение экспертизы и согласование с ЦКР Роснедр по УВС.

2. Основание для проектирования:

Пересчет запасов УВС Вьюжного месторождения.

3. Краткие сведения о месторождении:

3.1. Вьюжное месторождение административно расположено в пределах Пуровского района, ЯНАО, Тюменской области.

3.2. В разрезе месторождения выявлены две газоконденсатных залежи ачимовских отложений пластов Ач1 и Ач2.

4. Организация-Недропользователь.

ОАО «НК «ЯНГПУР», лицензия СЛХ № 15579 НР от 05.06.2013 г., на право пользования недрами Известинского лицензионного участка, выдана на срок до 2035 г.

5. Действующий проектный документ.

«Дополнение к технологическому проекту разработки Вьюжного газоконденсатного месторождения» составлен ООО «Тюменское проектное бюро» и утверждена ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 6155 от 24.12.2014г.)

Утвержденные проектные решения:

- Максимальные проектные уровни:

добычи свободного газа, млн. м ³ /год	- 80,3 (2014 г.),
добычи конденсата, тыс. т/год	- 8,5 (2014 г.);
- Выделение двух эксплуатационных объектов разработки:
 - объект – К1аch ачимовские пл.Ач₁;
 - объект – К1аch ачимовские пл.Ач₂.
- Разработка залежей в режиме истощения пластовой энергии.
- Общий фонд скважин – 8, в т.ч. добывающих – 8.
- Фонд скважин для бурения, всего – 3 (из них ЗГС), добывающих – 3.
- Накопленная свободного газа за расчетный период – 5680 млн.м³.
- Накопленная свободного газа с начала разработки – 7308 млн.м³.
- Накопленная добыча конденсата за расчетный период – 731 тыс.т.
- Накопленная добыча конденсата с начала разработки – 991 тыс.т.
- Достижение КИК – 0,572, при проектном 0,572.

6. Основные требования к работе

6.1. Проект выполнить в полном объеме требований документов:

- Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» с изменениями и дополнениями;
- Закон ЯНАО от 26.06.2012 № 56-3АО «О недропользовании в Ямало-Ненецком автономном округе» (принят Законодательным Собранием Ямало-Ненецкого автономного округа 15.06.2012); «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» (утверждены Приказом МПР № 356 от 14.06.2016);
- Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 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»;
- Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18.05.2016 № 12-Р «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»;
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14 июня 2016 № 356 «Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 26.08.2016 № 43415);
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 08.07.2010 № 254 «Об утверждении требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 17.09.2010 № 18468);
- Приказ Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 9.12.2020 № 511 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности подземных хранилищ газа»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с изменениями и дополнениями, утвержденные приказом Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534;
- «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденный приказом Минтопэнерго РФ №67 от 10.03.2000 (РД 153-39.0-047-00);
- «Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений» (РД 153-39.0-110-01);
- «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39.0-109-01);
- «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» (ГОСТ Р 53713-2009);

6.2. В качестве геологической основы для проектирования принять запасы углеводородов, подсчитанные в рамках пересчета запасов 2021 г.

6.3. Проект выполнить с учетом изученности залежей по состоянию на 01.01.2021 г.

6.4. Выполнить анализ эффективности реализуемой системы разработки, включая анализ результатов исследований, анализ текущего состояния и эффективность применяемой технологии разработки, анализ выработки запасов по площади и разрезу, динамики пластовых и забойных давлений. Выполнить анализ проведенных геолого-технических мероприятий и дать рекомендации по реализации программы ГТМ на прогнозный период.

6.5. Обосновать выделение объектов и выбор вариантов разработки. Подробно описать конструкцию и способы заканчивания проектных скважин, методы вскрытия и освоения продуктивных пластов. Исходные характеристики, объемы и сроки бурения, коэффициенты эксплуатации и использования добывающих и нагнетательных скважин, а также результаты технико-экономической оценки предложенных вариантов разработки месторождения предварительно согласовать с Заказчиком.

- 6.6. Составить фильтрационную модель, адаптировать к истории разработки месторождения, рассчитать технологические показатели вариантов разработки.
- 6.7. В рекомендуемом варианте обосновать способы эксплуатации и режимы работы скважин: дебиты газа, конденсата и жидкости, приемистость, забойное давление, определить предельные значения по дебиту газа, конденсата и обводненности добываемой продукции.
- 6.8. Срок разработки объектов определяется достижением минимального рентабельного дебита.
- 6.9. Проект должен содержать следующие разделы:
«Введение»;
1. «Общие сведения о месторождении и лицензионном участке»;
2. «Геолого-физическая характеристика месторождения»;
3. «Состояние разработки месторождения»;
4. «Цифровые модели месторождения»;
5. «Проектирование разработки месторождения»;
6. «Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов»;
7. «Экономический анализ вариантов разработки»;
8. «Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС»;
9. «Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации»;
10. «Техника и технология добычи УВС»;
11. «Обеспечение водоснабжения, в том числе для временного технического водоснабжения при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин (для нужд бурения)»;
12. «Контроль и регулирование процесса разработки»;
13. «Доразведка и научно-исследовательские работы»;
14. «Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами»;
«Заключение».
- 6.10. Содержание, объемы и сроки выполнения работ должны соответствовать этапам Календарного плана, приведенного в Приложении № 6 к Договору.
- 6.11. Подрядчик обязуется выполнить анализ результатов рассмотрения Проекта ЦКР Роснедр по УВС, другими официально назначенными органами и устранить все замечания, которые могут возникнуть в ходе согласования предварительных результатов работ с Заказчиком, рассмотрения Проекта на НТС и при согласовании с Комиссией, другими официально назначенными органами.

7. Форма представления результатов

7.1. Оформление Проекта и графических приложений должно соответствовать требованиям МР и нормативных документов, указанных в п. 6.1 настоящего Технического задания, и ГОСТу 7.32 – 2001 «Структура и правила оформления Отчетов о научно-исследовательской работе».

7.2. Проект (сигнальный экземпляр) передается Заказчику поэтапно, по мере завершения работы над отдельными разделами.

7.3. Подрядчиком формируется и передается Заказчику 2 (два) экземпляра Проекта на бумажном и электронном носителях:

- текст Проекта – MS WORD;
- табличные приложения – MS EXCEL;
- графические приложения – COREL DRAW и PDF;
- геолого-промысловая информация – в форматах *.las, *.txt, *.xls;
- геолого-технологические модели с технологическими вариантами разработки месторождения в электронном виде, в форматах согласованного программного обеспечения.

8. Сроки выполнения работ:

Дата начала работ – 15.06.2021 г.

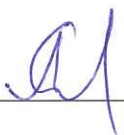
Дата завершения работ – до 30.11.2021 г.

9. Прочее

9.1. Текущее состояние выполнения работ, планы и содержание дальнейших работ обсуждаются на рабочих совещаниях с представителями Сторон, возможные изменения и дополнения к Техническому заданию и Календарному плану оформляются соответствующими дополнительными соглашениями к Договору.

9.2. Завершением Работ по теме признается факт согласования Проекта с ЦКР Роснедр по УВС и получения заказчиком протокола Федерального агентства по недропользованию.

Заместитель директора – главный геолог
ОАО «НК «Янгпур»


_____ А.А. Гусаревич

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по теме:
**«Технологическая схема разработки
 Богдановского нефтяного месторождения»**

1. Цель работ

Разработка комплекса технологических и технических мероприятий, основанных на геолого-технологической модели месторождения и опыте разработки месторождений-аналогов, направленных на достижение максимального извлечения и темпов отборов углеводородов из недр пласта Ю₁ Богдановского месторождения. Предложение оптимального с технологической и экономической точки зрения варианта, предполагающего полное развитие разработки месторождения, обеспечивающего наиболее полное извлечение запасов нефти. Составление технологической схемы разработки (ТСР), проведение экспертизы и согласование с ЦКР Роснедр по УВС.

2. Основание для проектирования:

Рекомендация ЦКР Роснедр по УВС на составление нового проектного документа в 2021 году, пересчет запасов УВС Богдановского месторождения.

3. Краткие сведения о месторождении:

3.1. Богдановское месторождение административно расположено в пределах Пуровского района, ЯНАО, Тюменской области.

3.2. В разрезе месторождения выявлена одна нефтяная залежь продуктивного пласта Ю₁.

4. Организация-Недропользователь.

ОАО «НК «ЯНГПУР», лицензия СЛХ № 15579 НР от 05.06.2013 г., на право пользования недрами Известинского лицензионного участка, выдана на срок до 2035 г.

5. Действующий проектный документ.

«Проект пробной эксплуатации Богдановского нефтяного месторождения» составлен ООО «Тюменское проектное бюро» и утверждена ЦКР Роснедр по УВС (протокол № 7636 от 18.10.2019г.)

Утвержденные проектные решения:

- Максимальные проектные уровни:

добычи нефти, тыс. т/год	- 20,4 (2021 г.),
добычи жидкости, тыс. т/год	- 99,5 (2021 г.);
добычи растворенного газа, млн. м ³ /год	- 5,1 (2021 г.);
использование растворенного газа, %	- 95%.
- Выделение одного эксплуатационного объекта разработки – пласт Ю₁.
- Разработка объекта Ю₁ на естественном режиме.
- Общий фонд скважин – 3, в т.ч. добывающих – 3.
- Фонд скважин для бурения, всего – 2, добывающих – 2.
- Накопленная добыча нефти – 37 тыс.т.

6. Основные требования к работе

6.1. Проект выполнить в полном объеме требований документов:

- Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» с изменениями и дополнениями;
- 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); «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» (утверждены Приказом МПР № 356 от 14.06.2016);
- Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 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»;
- Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18.05.2016 № 12-Р «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»;
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14 июня 2016 № 356 «Об утверждении правил разработки месторождений углеводородного сырья» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 26.08.2016 № 43415);
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 08.07.2010 № 254 «Об утверждении требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 17.09.2010 № 18468);
- Приказ Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 9.12.2020 № 511 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности подземных хранилищ газа»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с изменениями и дополнениями, утвержденные приказом Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534;
- «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденный приказом Минтопэнерго РФ №67 от 10.03.2000 (РД 153-39.0-047-00);
- «Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений» (РД 153-39.0-110-01);
- «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39.0-109-01);
- «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» (ГОСТ Р 537013-2009);

6.2. В качестве геологической основы для проектирования принять запасы углеводородов, подсчитанные в рамках пересчета запасов 2021 г.

6.3. Проект выполнить с учетом изученности залежей по состоянию на 01.01.2021 г.

6.4. Выполнить анализ эффективности реализуемой системы разработки, включая анализ результатов исследований, анализ текущего состояния и эффективность применяемой технологии разработки, анализ выработки запасов по площади и разрезу, динамики пластовых и забойных давлений. Выполнить анализ проведенных геолого-технических мероприятий и дать рекомендации по реализации программы ГТМ на прогнозный период.

6.5. Обосновать выделение объектов и выбор вариантов разработки. Подробно описать конструкцию и способы заканчивания проектных скважин, методы вскрытия и освоения продуктивного пласта. Исходные характеристики, объемы и сроки бурения, коэффициенты эксплуатации и использования добывающих и нагнетательных скважин, а также результаты технико-экономической оценки предложенных вариантов разработки месторождения предварительно согласовать с Заказчиком.

6.6. Составить фильтрационную модель, адаптировать к истории разработки месторождения, рассчитать технологические показатели вариантов разработки.

- 6.7. В рекомендуемом варианте обосновать режимы работы скважин: дебиты нефти, газа и жидкости, приемистость, забойное давление, определить предельные значения по дебиту нефти, газа и обводненности добываемой продукции.
- 6.8. Срок разработки объектов определяется достижением предельной обводненности продукции скважин 98%.
- 6.9. Проект должен содержать следующие разделы:
«Введение»;
1. «Общие сведения о месторождении и лицензионном участке»;
2. «Геолого-физическая характеристика месторождения»;
3. «Состояние разработки месторождения»;
4. «Цифровые модели месторождения»;
5. «Проектирование разработки месторождения»;
6. «Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов»;
7. «Экономический анализ вариантов разработки»;
8. «Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС»;
9. «Требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации»;
10. «Техника и технология добычи УВС»;
11. «Обеспечение водоснабжения, в том числе для временного технического водоснабжения при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин (для нужд бурения)».
12. «Контроль и регулирование процесса разработки»;
13. «Доразведка и научно-исследовательские работы»;
14. «Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами»;
«Заключение».
- 6.10. Содержание, объемы и сроки выполнения работ должны соответствовать этапам Календарного плана, приведенного в Приложении № 6 к Договору.
- 6.11. Подрядчик обязуется выполнить анализ результатов рассмотрения Проекта ЦКР Роснедр по УВС, другими официально назначенными органами и устранить все замечания, которые могут возникнуть в ходе согласования предварительных результатов работ с Заказчиком, рассмотрения Проекта на НТС и при согласовании с Комиссией, другими официально назначенными органами.

7. Форма представления результатов

- 7.1. Оформление Проекта и графических приложений должно соответствовать требованиям МР и нормативных документов, указанных в п. 6.1 настоящего Технического задания, и ГОСТу 7.32 – 2001 «Структура и правила оформления Отчетов о научно-исследовательской работе».
- 7.2. Проект (сигнальный экземпляр) передается Заказчику поэтапно, по мере завершения работы над отдельными разделами.
- 7.3. Подрядчиком формируется и передается Заказчику 2 (два) экземпляра Проекта на бумажном и электронном носителях:
- текст Проекта – MS WORD;
 - табличные приложения – MS EXCEL;
 - графические приложения – COREL DRAW и PDF;
 - геолого-промысловая информация – в форматах *.las, *.txt, *.xls;
 - геолого-технологические модели с технологическими вариантами разработки месторождения в электронном виде, в форматах согласованного программного обеспечения.

8. Сроки выполнения работ:

Дата начала работ – 15.06.2021 г.

Дата завершения работ – до 30.11.2021 г.

9. Прочее

9.1. Текущее состояние выполнения работ, планы и содержание дальнейших работ обсуждаются на рабочих совещаниях с представителями Сторон, возможные изменения и дополнения к Техническому заданию и Календарному плану оформляются соответствующими дополнительными соглашениями к Договору.

9.2. Завершением Работ по теме признается факт согласования Проекта с ЦКР Роснедр по УВС и получения заказчиком протокола Федерального агентства по недропользованию.

Заместитель директора — главный геолог
ОАО «НК «Янгпур»

 _____ А.А. Гусаревич