

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://studservis.ru/gotovye-raboty/kurovaya-rabota/231064>

Тип работы: Курсовая работа

Предмет: Нефтегазовое дело (другое)

Введение 3

1 Геологический раздел 4

1.1. Краткая характеристика Вынгаяхинского месторождения 4

1.2 Характеристика продуктивных пластов Вынгаяхинского месторождения 5

1.3. Характеристика свойств пластовых флюидов 7

1.4. Динамика показателей разработки Вынгаяхинского месторождения 11

2 Техничко-технологический раздел 24

2.1. Назначение и классификация видов ГРП 24

2.2 Выбор скважин под гибридный ГРП 26

2.3 Техника и оборудование для проведения гибридного ГРП 27

2.4 Материалы и жидкости, применяемые при гибридном ГРП 29

2.5 Расчет ГРП 31

2.6 Технология проведения гибридного ГРП 34

3. Охрана труда и техника безопасности 38

3.1. Обеспечение безопасности работников при выполнении работ при ГРП 38

3.2. Требования пожарной безопасности при проведении ГРП 40

4. Охрана недр и окружающей среды 42

4.1. Охрана недр и окружающей среды при проведении ГРП 42

Список использованных источников 49

Введение

С учетом намеченных уровней роста ВВП, ожидаемых изменений государственного регулирования газовой и нефтяной промышленности (в частности, повышения внутренних цен на газ и др.), долгосрочных планов компаний при условии расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы (затраты на ГРП должны составлять не менее 6-10 % от объема конечных продаж нефти и газа) добыча газа в России может быть доведена к 2030 г. до 630-675 млрд. м³, к 2040 г. - до 690-740 млрд. м³ и к 2050 г. - до 750-800 млрд. м³, добыча нефти может составить в 2030 г. - 445-490 млн. т, в 2040 г. - 450-520 млн. т, в 2050 г. - 465-550 млн. т.

Реализация геополитических и коммерческих интересов России в мире, необходимость обслуживания и выплаты внешнего долга, предполагают расширение экспорта газа и нефти. При оценке спроса на внешних рынках были учтены устойчивые тенденции в международной системе энергообеспечения, экономические, технологические и демографические процессы в мире, а также действующие долгосрочные и заключенные для реализации в перспективе экономические соглашения. Ямало-Ненецкий автономный округ играет важнейшую роль в обеспечении роста добычи газа, нефти и конденсата в России. В соответствии с ролью ЯНАО в энергообеспечении и социально-экономическом развитии страны, ожидаемым спросом на энергоносители на российском и мировых рынках, исходя из существующей сырьевой базы нефти и газа к 2050 г. объемы добычи газа в ЯНАО могут быть доведены до 580-635 млрд. м³ газа, нефти - до 70-95 млн. т, конденсата - до 11,5-18,6 млн. т с последующим поддержанием этих уровней за счет ввода в разработку новых, прогнозируемых к открытию, месторождений. Одновременно будет происходить изменение межрайонной структуры добычи газа, конденсата и нефти, что потребует реализации ряда организационных мероприятий для обеспечения стабильного социально-экономического развития районов со снижающимися производственными показателями, прежде всего, в газовой промышленности.

Таким образом, недр ЯНАО еще более 50 лет будут являться одним из основных источников первичных энергетических ресурсов на территории России, обеспечивая нужды как российских, так и зарубежных потребителей. Управленческие решения, которые принимают региональные власти, зачастую прямо или косвенно связаны с состоянием, возможностями и проблемами развития регионального нефтегазового сектора. Проблему обоснования направлений развития и функционирования нефтегазового сектора в

регионе отличает многоплановый и многоаспектный характер. Влияние газо- и нефтедобычи на территории округа всеобъемлюще и затрагивает абсолютно все сферы жизни. Учитывать прямые и косвенные воздействия нефтегазового сектора (динамики подготовки запасов, геолого-технологических и экономических характеристик добычи, переработки и реализации нефти и газа) на финансовое положение региона, на уровень жизни населения территории и другие показатели социально-экономического развития округа особенно важно при принятии стратегических решений.

Целью данной работы техника и технология проведения гибридного ГРП в условиях Вынгаяхинского месторождения АО "Газпромнефть- ННГ.

Для этого необходимо проанализировать текущее состояние разработки месторождения, с учетом результатов пересчета запасов нефти и газа по залежам пластов и оценка перспектив развития добычи нефти по объектам разработки с использованием уточненной трёхмерной геолого-гидродинамической модели. Для увеличения коэффициента извлечения нефти на месторождении предусмотрена программа по внедрению технологии ПАВ-полимерного воздействия.

1 Геологический раздел

1.1. Краткая характеристика Вынгаяхинского месторождения

Рассматриваемый район расположен в зоне бугристых болот, поэтому от 40 до 95 % площади болот этого района относится к бугристым и лишь от 5 до 60 % - к олиготрофным сфагновым болотам. Характерной особенностью бугристых болот является наличие многолетнемерзлого слоя на повышенных элементах мезорельефа – буграх. Торфяная залежь в пониженных элементах мезорельефа (топях, ложбинах) в теплый период оттаивает полностью. Мощность торфяной залежи на бугристых болотах рассматриваемого района в среднем составляет 1 м, а максимальная – 3,3 м, олиготрофных (талых) – соответственно 1,1 м и 2,6 м. Вынгаяхинское газонефтяное месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа в границах Вынгаяхинского и Восточно-Вынгаяхинского лицензионных участков.

Лицензии на право пользования недрами Вынгаяхинского газонефтяного месторождения принадлежащие АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (629807, Россия, ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87, тел. (3496)376368; факс (3496)376020):

Лицензия СЛХ 16395 НЭ от 24.07.2017 г. выдана для разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Вынгаяхинского участка на срок до 31.12.2125 г.

Лицензия СЛХ 02130 НЭ от 19.06.2008 г. (с Дополнением № 2 от 10.07.2015г.) выдана для разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Восточно-Вынгаяхинского участка на срок до 31.12.2052 г.

Лицензия СЛХ 02107 НЭ от 03.06.2008 г. на добычу газа из продуктивной толщи сеноманских отложений Вынгаяхинского участка принадлежащая ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (629806, РФ, ЯНАО, г. Ноябрьск, ул. Республики, д. 20, тел.: (3496) 368-237, 369-247, факс: (3496) 368-514).

Согласно Условиям пользования недрами (по обеим лицензиям) по срокам подготовки и утверждения проектной документации на поисково-разведочные работы и технического проекта разработки месторождения, а также по срокам начала поисково-разведочных работ и работ по вводу месторождения в разработку (эксплуатацию) обязательства не установлены. Сроки выхода предприятия по добыче полезных ископаемых на проектную мощность определяются согласованным и утвержденным в установленном порядке техническим проектом разработки месторождения. Виды и объемы работ по поискам и оценке месторождений, а также виды и объемы разведочных работ и сроки их проведения, определяются утвержденными в установленном порядке проектами работ по геологическому изучению недр и проектами работ по разведке месторождений соответственно.

Вынгаяхинское месторождение открыто в 1968 году как газовое (сеноманская залежь, пласт ПК1), в 1977-1979 гг. как нефтяное (неокомские и юрские залежи); Восточно-Вынгаяхинское месторождение открыто в 1984 году (пласт БП12). Промышленная нефтегазоносность установлена практически по всему разрезу вскрытых отложений от васюганской (пласты Ю11 и Ю12) и баженовской (пласт Ю0) свит до сеноманского яруса верхнего мела - в пределах сортымской (пласты БП17, БП16, БП15, БП122, БП121, БП111, БП110) и покурской (пласт ПК92) свит. Всего на месторождении выявлено 43 залежи нефти в десяти продуктивных пластах (большой частью совпадающих в структурном плане) и две залежи газа - в пласте ПК92.

Запасы углеводородов месторождения утверждены ГКЗ Роснедра (протокол № 1871-дсп от 06.03.2009 г.); Вынгаяхинское и Восточно-Вынгаяхинское месторождения объединены в одно Вынгаяхинское газонефтяное месторождение. В период 2009-2016 гг. запасы УВ по месторождению уточнялись в оперативном порядке.

В 2017 году с учетом всех новых пробуренных скважин, результатов выполненных исследований уточнена

геологическая модель продуктивных пластов БП12, БП15 (протокол ФАН № 03-18/273-пр от 27.06.2017г.). Последнее уточнение геологических моделей продуктивных пластов выполнено на основе комплексной интерпретации всей геолого-геофизической, сейсмической и промысловой информации в рамках нового полномасштабного Пересчета запасов нефти и растворенного газа по продуктивным пластам Вынгайхинского газонефтяного месторождения по состоянию на 1.01.2018г. (протокол №5679 от 21.12.2018г.).

В новом Пересчете запасов УВ, с учетом сейсмической интерпретации, в разрезе горизонта БП12 выделен нефтяной пласт БП123, ранее выделявшийся как водоносный.

На западе лицензионного участка пласт БП123 переходит в отложения продуктивного пласта БП15, числящегося на балансе, на востоке частично включает в себя объем, ранее выделявшихся пластов БП121 и БП122 и выклинивается.

В связи с вышеизложенным, в новом пересчете запасов нефти и растворенного газа пласт БП15 индексировался как БП123.

Действующим проектным документом является «Дополнение к технологическому проекту разработки Вынгайхинского газонефтяного месторождения» (протокол ЗСНГС ЦКР Роснедр по УВС № 79-17 от 19.12.2017 г.)

1.2 Характеристика продуктивных пластов Вынгайхинского месторождения

Обоснование выделения объектов разработки на месторождении выполнено в «Технологической схеме разработки...» (протокол ЦКР №1453 от 28.11.1991г.), в последующих проектных документах в этом вопросе сохранялась преемственность.

Согласно технико-экономическим расчетам продуктивные пласты были сгруппированы в шесть объектов разработки БП11, БП12, БП16, БП17, Ю0 и Ю1.

Анализ разработки, выполненный на 01.01.2018г. подтвердил правильность формирования эксплуатационных объектов и на данном этапе разработки нет данных, указывающих на необходимость пересмотра ЭО.

Объект БП11 состоит из пластов БП110 и БП111 (рис. 1.1). Пласты имеют схожие свойства нефтей, но достаточно сильно различаются по ФЕС, но учитывая, что пласт БП110 составляет 3,5% от основного пласта БП111 (2% от месторождения) и на 90% площади перекрывается основным пластом БП111, выделение пласта БП110 в самостоятельный ЭО является экономически не целесообразным.

Объект БП12 состоит из пластов БП121 и БП122 и БП123 (рис. 1.2). Пласты имеют схожие ФЕС и представлены сложным линзовидным строением русловых фаций. При обосновании объединения пластов в единый ОЭ, основной причиной, обозначено геологическое строение пластов – «характеризуется малыми нефтенасыщенными толщинами и наличием зон замещения (глинизации), что в ряде случаев препятствует возможности организации разработки самостоятельной сеткой скважин, считается целесообразным объединить залежи нефти в один объект разработки БП12». Разработка пластов совместной сеткой скважин на протяжении 10 лет не выявила необходимости в разобщении пластов на данной стадии разработки.

Объект Ю1 состоит из пластов Ю11 и Ю12 (рис. 1.3). Пласты представлены не большими залежами и пересекаются по площади в одной основной залежи в районе скважины №352Р. Анализ разработки данной залежи не выявил причин разделения пластов.

Таким образом, учитывая схожие ФЕС пластов и их неизменность по сравнению с предыдущей работой, то нет необходимости в пересмотре выделения их в единый ЭО.

С учетом новых результатов пересчета запасов нефти и растворенного газа, выполненного и утвержденного в 2018 году, на месторождении в рамках данной работы предлагается выделить семь объектов разработки: ПК9 (пласт ПК92), БП11 (пласты БП110, БП111), БП12 (пласты БП121 и БП122, БП123), БП16, БП17, Ю0, Ю1 (пласты Ю11, Ю12).

Все продуктивные пласты месторождения имеют единый тип коллектора, содержат нефти близкие по физико-химическим свойствам и составу. Нефти продуктивных отложений относятся к маловязким (5 мПа·с), легкие по плотности, по товарным характеристикам – малосернистые, парафинистая, малосмолистые. Вынгайхинское месторождение по фазовому состоянию является газонефтяным, многопластовым, по геологической неоднородности имеет сложное строение, по величине извлекаемых запасов относится к категории крупным. Основная доля начальных извлекаемых запасов нефти категории АВ1 (63,3 %) сосредоточена в пласте БС11.

Рисунок 1.1 – Схема совмещения контуров продуктивных пластов Вынгаяхинского месторождения

Рисунок 1.2 – Карта совмещенных контуров объекта БП12 (пласты БП121 + БП122+ БП123)

Рисунок 1.3 – Карта совмещенных контуров объекта Ю1 (Ю11 + Ю12)

1.3. Характеристика свойств пластовых флюидов

Представление о геологическом строении Вынгаяхинского газонефтяного месторождения, пространственном распространении залежей нефти, фильтрационных и емкостных характеристиках коллекторов, физико-химических свойствах насыщающих флюидов сложилось еще к моменту первого полномасштабного подсчета запасов углеводородов, который прошел апробацию в ГКЗ СССР (протоколы №№9598 и 9599 от 24.11.1984 г.).

Предпоследний подсчет запасов "Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти, растворенного газа и компонентов Вынгаяхинского газонефтяного и Восточно-Вынгаяхинского нефтяного месторождений и ТЭО КИН " был выполнен в 2005-2007 годах и утвержден в 2009 году (протокол ГКЗ Роснедра №1871-дсп от 06.03.2009г.).

В период 2010 – 2017 гг. по всем пластам Вынгаяхинского газонефтяного месторождения выполнялись 19 ОПЗ по новым данным бурения эксплуатационных и разведочных скважин, корректировались границы и категоризация залежей. В дополнение к выделенным в подсчете запасов нефтяным залежам, в 2013 г. в рамках ОПЗ утверждены запасы газа пласта ПК92 и нефти пласта БП15. В 2017 г. ОПЗ выполнен только для условий залежей пластов БП121, БП122, и БП15.

Уточнение геологической модели продуктивных пластов Вынгаяхинского газонефтяного месторождения на основе комплексной интерпретации всей геолого-геофизической, сейсмической и промысловой информации, подсчет запасов нефти, свободного и растворенного газа с защитой в ГКЗ. На месторождении до настоящего время продолжается бурение новых эксплуатационных и разведочных скважин. Процесс бурения новых скважин продолжает внести основной вклад в уточнение представления о геологическом строении и промысловых характеристиках залежей углеводородов.

Последнее уточнение геологической модели продуктивных пластов Вынгаяхинского газонефтяного месторождения выполнено в рамках нового полномасштабного Пересчета запасов нефти и растворенного газа по продуктивным пластам, который прошел апробацию в ГКЗ Роснедра (протокол №5679 от 21.12.2018г.).

Уточнение геологической модели продуктивных пластов месторождения проведена на основе комплексной интерпретации всей геолого-геофизической, сейсмической и промысловой информации. В новом Пересчете запасов УВ, с учетом сейсмической интерпретации, в разрезе горизонта БП12 выделен нефтяной пласт БП123, ранее выделявшийся как водоносный.

На западе лицензионного участка пласт БП123 переходит в отложения продуктивного пласта БП15, числящегося на балансе, на востоке частично включает в себя объем, ранее выделявшихся пластов БП121 и БП122 и выклинивается.

В связи с вышеизложенного, в новом пересчете запасов нефти и растворенного газа пласт БП15 индексировались как БП123.

Таким образом, промышленная нефтегазоносность в разрезе Вынгаяхинского газонефтяного месторождения установлена в пределах покурской (пласт ПК92), сортымской (пласты БП110, БП111, БП121, БП122, БП123, БП16, БП17), баженовской (пласт Ю0) и васюганской (пласты Ю11 и Ю12) свит. Всего к настоящему времени выявлено 45 нефтяных залежей в десяти пластах и одна газовая залежь в пласте ПК92, пространственное расположение которых приведено на схеме совмещенных контуров (рис. 1.2. и графическом приложении А. 87), геолого-физическая характеристика - в таблице 1.1.

Нормативные документы по охране недр

1. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 №2395-1.
2. Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». 21.07.1997 № 116-ФЗ.
3. Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте. Постановление Правительства РФ 10.03.1999 № 263.
4. Об утверждении положения о Государственном контроле за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр. Постановление Правительства РФ от 12.05.2005 № 293 (в ред.

постановления Правительства РФ от 05.06.2013 № 476).

5. Правила охраны недр, утвержденные постановлением Госгортехнадзора от 06.06.2003 № 71.

6. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. М., 1988.

7. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.

8. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность: ввод в действие с 01.06.1999.

Постановление Госгортехнадзора РФ № 10-13/137 от 11.03.1998.

9. РД 07-122-96. Инструкция о порядке предоставления горных отводов для разработки газовых и нефтяных месторождений. Постановление Госгортехнадзора РФ от 11.09.1996 № 35.

10. РД 07-291-99. Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами. Постановление Госгортехнадзора РФ от 02.06.1999 № 33.

11. РД 08-435-02. Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте. Постановление Госгортехнадзора России от 11.03.2002 № 14.

12. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. ВНИИ. М., 1991.

13. РД 153-39-018-97. Инструкция по нормированию технологических потерь нефти на нефтегазодобывающих предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации. Утверждена Первым заместителем министра Минтопэнерго 16.06.1997.

14. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. М., 1994.

15. РД 39-3-819-91. Определение объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин.

16. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.

17. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101 (в ред. от 12.01.2015 № 1).

18. ПБ 07-601-03. Правила охраны недр.

Нормативно-методические документы

1. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.

2. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

3. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

4. ВНТП-03-170-567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

5. ВСН 26-90. Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири.

6. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов.

7. СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1985 №233.

8. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Постановление Госстроя СССР от 30.12.1987 №213.

9. СНиП 2.05.02-85. Генеральные планы промышленных предприятий. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1987 №233.

10. СН 467-74. Нормы отвода земель для автомобильных дорог. Постановление Госстроя СССР 19.12.1974 №248.

11. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Постановление Госстроя СССР от 25.03.1974 № 4.

12. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Приказ Минприроды России и Роскомзема от 22.12.1995 №525/67.

13. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. Утверждены Роскомземом от 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ от 26.01.1995, Минприроды РФ от 15.02.1995.

14. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства, одобрены письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69.

15. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей природной среды». М., 2000.

16. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в

выбросах предприятий. Государственный комитет СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды от 04.08.1986 № 192.

17. Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятий. М. Госкомприрода СССР, 1989.

18. Положение о порядке организации, учета и функционирования ведомственной наблюдательной сети. Приказ Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды от 21.01.2000 №13.

19. СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 №74, в ред. от 25.04.2014.

20. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. Постановление Госстандарта СССР от 24.08.1978 №2329.

21. ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. Постановление Госстандарта СССР от 09.11.1981 № 4837.

Нормативные документы ЯНАО

1. Устав (Основной закон) Ямало-Ненецкого автономного округа от 28.12.1998 N 56-ЗАО.

2. О недрах и недропользовании в Ямало-Ненецком автономном округе. Закон ЯНАО от 10.02.1997 № 5.

3. О регулировании земельных отношений в местах проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Севера на территории ЯНАО. Закон ЯНАО от 14.10.1997 № 39.

4. Об особо охраняемых природных территориях Ямало-Ненецкого автономного округа. Закон ЯНАО от 09.11.2004 № 69-ЗАО.

5. Об оленеводстве. Закон ЯНАО от 02.11.1998 № 46-ЗАО.

6. О едином порядке предпроектной и проектной подготовки строительства объектов на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Постановление Губернатора ЯНАО от 20.05.2004 № 171.

7. Об утверждении параметров особо защитных участков леса на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 23.12.2002 № 353.

8. Об утверждении требований к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти, нефтепродуктов и газового конденсата на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 22.4.2004 № 142.

9. О территориальной системе наблюдения за состоянием окружающей среды в границах лицензионных участков на право пользования недрами с целью добычи нефти и газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Постановление Правительства Ямало-Ненецкого автономного округа от 14.02.2013 № 56.

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://studservis.ru/gotovye-raboty/kurovaya-rabota/231064>