

Слайд 1

Уважаемый председатель, уважаемые члены государственной аттестационной комиссии!

Тема моей выпускной квалификационной работы – «».

Итак, Вынгаяхинское нефтегазовое месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа в 120 км к югу от п. Тарко-Сале. В географическом отношении месторождение находится в северной части Западно-Сибирской равнины, в зоне лесотундры. Гидрографически оно расположено в междуречье рек Вынгапур и Тырль-Яха, относящихся к бассейну р.Пур. Реки на площади мелководны с извилистыми руслами, с большим числом притоков.

Слайд 2

Также, Вынгаяхинское газонефтяное месторождение расположено в пределах Пуровского района Надым -Пурской нефтегазоносной области. Залежи углеводородов в пределах этой области выявлены, практически, по всему разрезу вскрытых отложений от васюганской и баженовской свит до сеноманского яруса, включительно. В изученной части разреза месторождения скопления углеводородов выявлены в отложениях васюганской и баженовской свит, ачимовской толщи, валанжинского и сеноманского ярусов. Безводные притоки нефти получены из коллекторов ачимовской толщи. Притоки нефти получены в пластах Ю0 и Ю1, БП11. Основные запасы газа связаны с отложениями сеноманской продуктивной толщи. В отложениях сеномана на месторождении выявлено две самостоятельные залежи, отделенные друг от друга небольшим прогибом. Каждая залежь имеет свой ГВК. Одна газовая залежь выделяется на севере в пределах небольшого локального поднятия в районе скважины 3. Залежь имеет небольшую газонасыщенную толщину - 2,2м, отметка ГВК - 736,8м.

Слайд 3

Далее сравнение проектных и фактических показателей разработки представлено на слайде.

Слайд 4

Итак, пористость, проницаемость, начальная газонасыщенность в сеноманском разрезе керн отобран в пяти скважинах. Проходка с отбором керна составила 6% от общей газонасыщенной толщины. Всего выполнено 112 определений пористости, из них 53 - в газонасыщенной части разреза.

Слайд 5

Также перечислим ГТМ, проводимые на Вынгаяхинском месторождении:

- бурение разведочных и поисково-оценочных скважин с покрытием более 2,5 тыс. кв. км 3D-сейсмикой (свыше 95% пробуренных скважин подтверждают нефте- и газоносность);
- зарезка боковых горизонтальных стволов (без применения гидроразрыва пласта);
- введение в эксплуатацию уникальной для России двуствольной скважины для разработки ачимовской толщи;
- бурение горизонтальных скважин в рамках ОПР для увеличения добычи нефти и повышения коэффициента ее извлечения;
- бурение с использованием роторных управляемых систем (РУС), позволяющая разбуривать пласт, изменяя угол искривления скважины до 0,2 градуса, что приводит к более точному попаданию в пласт.

Слайд 6

Таким образом, пласт БП11 Вынгаяхинского нефтегазового месторождения является основным объектом разработки; Согласно технологической схеме, выделенный в качестве основного, 1 эксплуатационный объект разрабатывается в южной части залежи блоковой 3-рядной системы с осуществлением мероприятий по оптимизации плотности сетки скважин, применяются усиленные системы заводнения в пределах блоков за счет организации очагового заводнения, а также нестационарного заводнения. Разбуривание северной части залежи осуществляется по утвержденной сетке при получении рентабельных дебитов нефти;

Итак, в качестве опытно-промышленных работ в северной части залежи пласта БП111 предусматривается испытание технологии бурения горизонтальных скважин (бурение 1 куста в районе 33-р), по результатам которых будет решен вопрос о возможности промышленного внедрения технологии горизонтального бурения скважин; Пробурено 689 эксплуатационных скважин и около 76 нагнетательных скважин; С начала разработки добыча составила около 13 млн т нефти или около 15,3 % извлекаемых запасов; Коэффициент нефтеотдачи (КИН) - 0,17; Закачка воды осуществляется с 1988 г., по основному пласту БП1 11 (97% балансовых запасов) уже закачено 22 млн м3 воды; Годовой уровень добычи 554 тыс. т.; Остаточные извлекаемые запасы основного пласта БП1 11 составляют 68,8 млн тонн.; При значительных неразбуренных запасах пласта высоки геологические риски, связанные с низкой проницаемостью нефтенасыщенного коллектора; Остаточные извлекаемые запасы еще 2 пластов месторождения - 6,5 млн т.; Для оценки потенциала необходимо формирование программы ГТМ по скважинам с оценкой ожидаемой добычи.

Слайд 7

В свою очередь, для комплексной подготовки газа применяется оборудование, разработанное ЦКБН и поставленное на промышленное производство. Предусматривается коллекторная схема подключения сепараторов и абсорберов, позволяющая выполнять ремонтные работы одного аппарата без остановки других. Для предупреждения гидратообразования в обвязке оборудования установки сепарации газа предусмотрена подача метанола во входные потоки газа перед арматурой, отключающей газосборные коллектора, и на вход каждого сепаратора. Подготовленный к транспорту газ подаётся через пункт измерения расхода в трубопровод внешнего транспорта Ду 1000 мм. Структурная схема УКПГ приведена на рисунке.

Слайд 8

Также технология комплексной подготовки газа к транспорту включает следующие процессы:

- сепарацию газа для очистки от капельной жидкости, выносимой из пласта;
- абсорбционную осушку газа раствором ТЭГа;
- регенерацию ТЭГа и возвращение его в технологический процесс осушки газа;
- дистанционное отключение коллекторов от УКПГ и переключение их на свечу;
- защиту технологического оборудования от превышения давления;
- подогрев и редуцирование газа на собственные нужды;
- замер количества осушенного газа и подачу в магистральный газопровод;
- аварийное опорожнение установок и рассеивание газа на свече;
- хранение ТЭГа, метанола и использование их в технологическом процессе.

Таким образом, Цель работы достигнута.

Спасибо за внимание! Доклад окончен.