

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности разработки месторождения G Ямало–Ненецкий автономный округ УДК 622.324.5(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Д	Агамирзоев Максим Сахибович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Н. Э.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Кочеткова О. П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова О. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРНМ	Чернова О. С.	К. Г.-М. Н		

Томск – 2016 г.

Введение

В настоящее время более 90% добывается на северных месторождениях России за счет разработки газовых залежей сеноманского продуктивного горизонта. В стадии проектирования разработки находится ряд крупных газовых месторождений северного района, намеченных к освоению уже в ближайшие годы.

Перспективы газовой промышленности России на ближайшие десятилетия связаны с дальнейшей эксплуатацией этих крупных месторождений и вводом в разработку ряда новых крупных месторождений.

Месторождение расположено в северной части Западно–Сибирской низменности с резко континентальным климатом. В результате опробования пробуренных скважин на месторождении G доказана промышленная нефтегазоносность отложений неокома (продуктивные горизонты серии БТ), сеномана (продуктивный горизонт ПК1) и турона (пласт Т). Около 77% запасов газа промышленных категорий приурочены к газовой залежи в сеноманских отложениях. Месторождение G является уникальным по запасам газа и газового конденсата. На нём ведется добыча газа и планируется добыча конденсата из сеноманских и валанжинских отложений.

Промысловая подготовка сеноманских газов к дальнему транспорту осуществляется по двум основным технологиям: адсорбционная осушка с применением твердых адсорбентов влаги и абсорбционная осушка с применением поглотителей влаги. В настоящее время наибольшее распространение в России получил абсорбционный метод с применением.

Метод абсорбции газа является более экономичным и технологически совершенным, а также безвредным. Выбор в пользу ДЭГа мотивируется наличием собственной промышленной базы химического производства, а также ожидаемой низкой температурой контакта в процессе осушки.

Следовательно, проблема совершенствования абсорбционной осушки газа, рассматриваемая в данном дипломе, является актуальной и значимой на

месторождении G. От качества осушки газа зависит, темп переработки и разработки самого месторождения.

Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе проводится анализ разработки на месторождении G.

В первой главе представлены общие характеристики месторождения, история освоения, местоположение, административное отношение, приведены климатические условия.

Во второй главе представлена геолого–физическая изученность месторождения: стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, фильтрационно-емкостная характеристика продуктивных пластов, гидрогеологическая характеристика пород: пористость, проницаемость.

В разрезе преобладают песчано–алевритовые породы, являющиеся коллекторами газа. Запасы углеводородов месторождения формируют два комплекса: верхний – является газоносным, приурочен к верхнемеловым отложениям; нижний – нефтегазоконденсатный, приурочен к валанжинским отложениям.

В третьей главе произведен анализ текущего состояния разработки, представлены основные показатели, а именно динамика разработки. Основные проектные решения по разработке месторождения. Динамика фонда скважин. Контроль за разработкой месторождения, методами промысловой геофизики и газодинамическими методами.

Основная часть скважин была введена в разработку в 2003 и 2004 годах. Во втором году эксплуатации действующий фонд составлял 70–80% проектных скважин. На начало третьего, весь проектный фонд был введен в эксплуатацию, что положительно отразилось на создании поля пластовых давлений, способствовало минимизации внутри пластовых перетоков газа и ускорению формирования дренируемых объемов по месторождению в целом и зонам УКПГ.

Осложняющим фактором эксплуатации скважин является наличие межколонных давлений различной интенсивности связанных как с

некачественным цементированием, так и с негерметичностью резьбовых соединений колон и фонтанной арматуры.

Основной задачей контроля:

- оценка эффективности принятой системы разработки и геолого–технических мероприятий;
- принятие решений по регулированию процесса разработки.

В четвертой главе рассмотрена конструкция скважин надземного, подземного оборудования и пакерные, беспакерные схемы. Обустройство куста, эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт скважин.

Разбуривание на месторождении G ведется кустами наклонно–направленных скважин с числом скважин в кустах от 4 до 7 и расстояниями между устьями 40 м. Для обеспечения оптимальных рабочих дебитов на расчетный период постоянной добычи диаметр лифтовой колонны принят 168 и 114 мм (применяются в малом количестве) для добывающих скважин.

Опыт эксплуатации газоконденсатных скважин показывает, что основные осложнения связаны с образованием гидратных пробок в насосно–компрессорных трубах и устьевом оборудовании в период после ее пуска, а также межколонных газопроявлений и появлением жидкости и песка в продукции скважины.

В пятой главе рассмотрена технологическая схема сбора и подготовки газа к дальнейшему транспорту включая в себя: схему сбора газа в зависимости от объема и термодинамических характеристик, борьба с гидратообразованием, выбор схемы подготовки газа, где рассматривается подбор абсорбента для данного месторождения, осушка газа.

На данном месторождении принята лучевая система внутрипромыслового сбора газа.

В главе номер шесть проводится расчет двух модернизированных абсорберов по объемам переработки газа и сокращению потерь диэтиленгликоля, срок работы фильтрующих элементов.

Модернизация аппаратов позволила увеличить их производительность примерно на 30 % при обеспечении требуемого качества газа.

В главе номер семь проведен анализ основных технико-экономических показателей деятельности объекта за 2014–2015 годы и расчет экономической эффективности от модернизации двух абсорберов.

В главе восемь рассмотрена социальная ответственность на предприятии. Производится анализ вредных и опасных факторов. Степень физических нагрузок, показатели климата, экологическая безопасность, защита при чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные мероприятия.

Заключение

В данной работе был проведен анализ состояния разработки месторождения с учетом основных проектных решений.

На основании проектных решений, принята оптимальная система разработки, которая позволила увеличить длительность стадий разработки. Месторождение G находится на второй стадии разработки, выработка запасов составила 50% на 2015 год. Принятая система разработки показала себя эффективной и рентабельной. Разработка ведется без ППД. Фактические показатели соответствуют проектным. Для продления безводной эксплуатации, рекомендуется постоянный контроль разработки для достижения баланса между максимальной конечной газоотдачей и экономическими затратами.

На темп разработки месторождения влияет скорость и качество переработки. Поэтому в работе проведен расчет с технической точки зрения и подбор наиболее оптимального модернизированного абсорбера. Исходя из расчетов, подготовка газа до требуемой температуры точки росы в модернизированном абсорбере, с регулярной пластинчатой насадкой по типу ЦКБН, происходит при $H_{\text{нас}} = 1,89$ м, с регулярной пластинчатой насадкой по типу Меллапак 250, $H_{\text{нас}} = 2,07$ м. По сравнению модернизированного абсорбера с не модернизированным был выделен ряд преимуществ это: сокращение потерь ДЭГ из аппарата с осушенным газом составляет с 13 г/тыс. м³ до 3 г/тыс. м³ газа, по типу ЦКБН и до 2 г/тыс. м³ газа, по типу Меллапак 250; увеличение ресурса работы фильтрующих элементов до 5–7 лет; повышенная эффективность работы массообменной секции, увеличивает ресурс работы фильтрационной секции. В целом модернизированный абсорбер с регулярной пластинчатой насадкой по типу ЦКБН не уступает, модернизированному абсорберу с регулярной пластинчатой насадкой по типу Меллапак 250 по максимальной производительности и сокращению потерь ДЭГа. Но меньшая удельная площадь, уменьшающая гидравлические сопротивления, больший ресурс работы (до 7–ми лет), делают использование

регулярной пластинчатой насадкой по типу Меллапак 250 более рациональным на крупных газовых месторождениях. С экономической точки зрения из полученных результатов, можно сделать вывод, что модернизированный абсорбера регулярной пластинчатой насадкой по типу ЦКБН на ГП – 1С месторождение G является более выгодным с экономической точки зрения мероприятием, нежели модернизация пластинчатой насадкой типа Меллапак 250. Следовательно из всех расчетов был выбран абсорбер с пластинчатой насадкой типа Меллапак 250.