

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ИСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
“УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ”

(ФИЛИАЛ В Г.ОКТЯБРЬСКОМ)

КАФЕДРА РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОТЧЕТ О ПРОХОЖДЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПРАКТИКИ

Выполнил: ст. гр. ГР-20-11

Сурков Д.К.

Проверил: Руководитель практики, ст. преподаватель

Горюнова М.В.

Г. Октябрьский

2022

СОДЕРЖАНИЕ.

Введение.....	4
1 Структура месторождения. Особенности технологического процесса разработки месторождения.....	8
2 Программные комплексы для сопровождения разработки месторождения.....	16
3 Методы геологического и гидродинамического моделирования при разработке месторождения.....	22
4 Средства механизации и автоматизации процесса разработки месторождения.....	24
5 Современные научно-технические достижения в разработке нефтяных месторождений.....	26
6 Обеспечение экологической безопасности при разработке месторождения.....	33
7 Заключение.....	40
8 Список использованной литературы.....	41

Введение

Целями практики являются приобретение студентами профессиональных навыков и знаний, закрепление и расширение теоретических знаний, полученных студентами во время аудиторных занятий, а также приобретение ими практических и социальных навыков за счет непосредственного участия в производственной деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

Основными задачами практики является:

– изучение основных объектов и технологических процессов, применяемых при добыче нефти; – изучение основных правил обслуживания для объектов добычи нефти;

– изучение основных правил промышленной и экологической безопасности для объектов добычи нефти;

– непосредственное участие в производственной деятельности организации с выполнением должностных обязанностей отдельных рабочих профессий (получение профессиональных навыков и знаний);

– изучение информационных технологий и программного обеспечения, применяемых при добыче нефти;

– сбор материала для выполнения курсовых проектов по дисциплинам, читаемым после проведения практики.

В результате прохождения практики у студентов должны быть сформированы следующие компетенции:

ОПК-1 Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи профессиональной деятельности с учетом основных требований и потребностей нефтегазовой отрасли

ОПК 1.3 Решает конкретные производственные и исследовательские задачи на основе понимания физической сущности и особенностей основных технологических процессов нефтегазовой промышленности, функционала основных технологических объектов, с учетом нормативной документации по их эксплуатации

ОПК 1.4 Участвует в работах по совершенствованию производственных процессов с использованием экспериментальных данных и результатов математического моделирования

ОПК 1.2 Выполняет интерпретацию данных геофизических исследований, промысловых данных, проводит технико-экономический анализ, составляет рабочие проекты в составе творческой команды

ОПК 1.1 Использует в профессиональной деятельности основные законы естественно-научных и общетехнических дисциплин, правила построения технических схем и чертежей

ОПК-2 Способен пользоваться программными комплексами, как средством управления и контроля, сопровождения технологических процессов на всех стадиях разработки месторождений углеводородов и сопутствующих процессов

ОПК 2.1 Использует компьютер для выполнения несложных инженерных расчетов с помощью стандартных пакетов ПО

ОПК 2.3 Использует современные информационные технологии сбора, обработки и интерпретации полученной информации, прикладные аппаратно-программные средства, методы защиты, хранения и подачи информации

ОПК 2.2 Проводит оценку риска и управления качеством исполнения основных технологических операций нефтегазового производства

ОПК-4 Способен использовать рациональные методы моделирования процессов природных и технических систем, сплошных и разделённых сред, геологической среды, массива горных пород

ОПК 4.1 Выбирает оптимальный метод моделирования для конкретной производственной задачи с учетом принципиальных особенностей физических и химических процессов, лежащих в основе технологических операций и объектов, природных и технических систем

ОПК 4.3 Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при моделировании технологических процессов, в рамках своей компетенции вносит корректировки в проектные данные, оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам

ОПК 4.2 Определяет потребность в промышленном материале, необходимом для составления рабочих проектов и математических моделей, участвует в сборе и обработке первичных материалов 10

ОПК-6 Способен вести профессиональную деятельность с использованием средств механизации и автоматизации

ОПК 6.2 Определяет необходимый объем автоматизации конкретного технологического объекта или процесса, составляет перечень параметров, подлежащих измерению, сигнализации и регулированию ОПК 6.3 Обладает навыками чтения и составления типовых схем систем механизации и автоматизации

ОПК 6.1 Демонстрирует понимание основных принципов построения современных систем механизации и автоматизации технологических процессов, функционала их основных компонентов, особенностей эксплуатации на объектах нефтегазового производства

ОПК-7 Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в области физических процессов горного и нефтегазового производства

ОПК 7.1 Проявляет понимание физических основ и особенностей основных технологических процессов горного и нефтегазового производства

ОПК 7.3 Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности

ОПК 7.2 Использует современные информационно-коммуникационные технологии для поиска и анализа последних достижений в интересующей области

ОПК-8 Способен организовывать и контролировать рациональную безопасную профессиональную деятельность групп и коллектива работников

ОПК 8.2 Обеспечивает ведение технологических процессов и эксплуатацию производственного оборудования в соответствии с существующими требованиями и нормами промышленной безопасности в нефтегазовой области

ОПК 8.1 Управляет персоналом в небольшом производственном подразделении и применяет на практике элементы производственного менеджмента

ОПК-9 Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ

ОПК 9.1 Понимает формы и виды образовательной деятельности, особенности организации занятий при реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ

ОПК 9.3 Использует при проведении занятий современные образовательные технологии

ОПК 9.2 Осуществляет основные виды контактной работы с обучающимися, такие как чтение лекций, проведение практических и лабораторных занятий, прием зачетов и экзаменов

1. Структура месторождения. Особенности технологического процесса разработки месторождения.

В административном отношении Ямбургское месторождение находится на территории Надымского и Тазовского районов (на Тазовском полуострове Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области).

Населенные пункты здесь отсутствуют. Дорожная сеть на площади работ отсутствует. База Тазовской нефтеразведочной экспедиции, осуществляющей разведку на Ямбургской площади, находится в посёлке Таз-Сале (в 160-170 км к юго-востоку от месторождения). В зимнее время перевозка грузов и оборудования осуществляется тракторами и вездеходами по зимникам, а также вертолётами. Ближайшими месторождениями, запасы которых утверждены ГЗК СССР, являются: Уренгойское - в 60 км южнее рассматриваемого, Медвежье - 80 км юго-западнее и Новопортовское - 90 км северо-западнее. орогидрография нефтегазоносный скважина

Территория, в пределах которой находится Ямбургское газоконденсатное месторождение, характеризуется сплошным развитием четвертичных отложений, являющихся потенциальным источником минерального строительного сырья. Разнозернистые пески и песчано-гравийные смеси успешно используются как высококачественные наполнители в бетоны. Установлена пригодность данных глин в качестве минерального сырья для изготовления кирпича, керамзитового гравия и высококачественных глинистых растворов для бурения скважин.

Сильному заболачиванию почвы способствует наличие слоя вечной мерзлоты толщиной 200-300 м и слабосезонное оттаивание почвы - 0,4-0,5 м.

Район работ расположен в тундровой зоне. Климат района континентальный. Зима продолжительная и суровая. Наиболее низкая температура в январе, феврале минус 58оС. Наиболее теплый месяц - август, в отдельные дни температура плюс 28 - плюс 30оС, а при вторжении арктических масс воздуха понижается до минус 6оС. Среднегодовая температура от минус 8 до минус 10оС. Среднегодовое количество осадков

составляет 350-400 мм, основная часть выпадает в осенне-весенний период. Вскрываются реки ото льда в первой половине июня, ледостав начинается в октябре. В ноябре возможно безопасное передвижение гусеничного транспорта.

Подземные воды в виду их высокой минерализации (10-35 г/л) должны рассматриваться в качестве одного из источников водоснабжения.

В сеноманских отложениях разведана газовая залежь массивного типа с глубиной залегания 1000-1210 метров. Максимальная газонасыщенная толщина - 205 метров. Состав газа-99% метан. Начальное пластовое давление 117 атм., пластовая температура - 280С. Запасы газа - более 5 трлн.м³. Продукция-природный метановый газ.

В неокомских отложениях выявлено 10 газоконденсатных залежей с содержанием конденсата до 100 г/м³. Глубина залегания 2500-3200 м. Пластовые давления 260-320 атмосфер, температура 65-870С. Запасы газа более 1 трлн.м³, конденсата - 100 млн.т. Продукция-природный газ и газовый конденсат.

Исходным сырьем является природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ сухой, метановый с содержанием влаги 0,5 - 1,0 г/м³, сероводород отсутствует.

Большинство озер имеет термокарстовое происхождение. Это часто небольшие по площади мелководные озера, разбросанные по территории месторождения или расположенные группами. Глубина их обычно не превышает 2-4 метров. Кроме того, в долине реки Пойловояха и его притоков широко развиты пойменные озера, глубиной до 2 метров.

Суровость климата района определяется холодной и продолжительной (до 9-9,5 месяцев) зимой. Лето короткое и прохладное.

Средняя температура воздуха зимой минус 240- минус 260С; минимум температура достигает минус 560С. Средняя годовая температура составляет минус 100- минус 110 С.

Осадков выпадает 300-350 мм. в год, около 70 процентов их приходится на летние месяцы. Появление устойчивого снежного покрова отмечается уже в конце сентября и первой декаде октября.

Среднегодовая скорость ветра 5-7 м/с, максимальные скорости могут превышать 40 м/с.

Национальный состав населения ханты, ненцы, русские и др. Основным занятием населения являются оленеводство, рыболовство, звероводство, охота, в районе в большом объеме проводятся геологоразведочные работы, развивается газодобывающая промышленность.

Ближайшим относительно крупным населенным пунктом является райцентр Тазовское, который расположен в 120-140 км к юго-востоку от месторождения. Расстояние от райцентра до Салехарда по воздуху составляет 600 км. Основными видами сообщения в летнее время является водный и воздушный транспорт.

Месторождение открыто в 1969 году бурением первой поисковой скважины номер 2, заложенной в присводовой части одноименного поднятия, выявленного в результате сейсморазведочных работ, проводившихся на площади с 1965 года. При испытании сеноманских отложений в скважине номер 2 в интервале 1167- 1184 м был получен фонтан природного газа дебитом 2215 тыс.м³/сут. С 1969 по 1973 года на месторождении была пробурена 21 скважина (в том числе 2 скважины номер 1, 24- глубокие, для вскрытия неокомской части разреза).

По результатам бурения указанных скважин в 1973 году были подсчитаны запасы сеноманской залежи и утверждены ГКЗ СССР в количестве 2810,4 млрд.м³ по категориям В+С1 и 829,6 млрд.м³ по категории С2.

В 1973-1976 годах продолжались доразведка сеноманской залежи. За этот период на площади дополнительно были пробурены 7 скважин (16, 17, 18, 28, 30, 31, 32) на сеноманские отложения и одна глубокая скважина номер 102 с целью изучения неокомских отложений.

Бурением этих скважин было уточнено строение сеноманской залежи в северном и северо-восточном направлениях (скважины номер 16, 18, 30) а также подтверждено продолжение газовой залежи в юго-западном направлении (скважины номер 28, 31). Скважина номер 102 на западном крыле собственно Ямбургского поднятия вскрыла кровлю сеноманских отложений на 37 м выше, чем по структурным построениям первого подсчета.

Результаты бурения и исследования указанных дополнительных скважин явились основой для вторичного подсчета запасов, которые в 1976 году были утверждены в ГКЗ СССР в количестве 3298,7 млрд.м³ по категории С2.

В 1976-1982 годах на площади производилось интенсивное изучение нефте-газоносности нижележащих неокомских отложений. В этот период было пробурено 38 глубоких поисково-разведочных скважин, а также проводились высокоточные сейсмические исследования МОВ ОГТ. В результате этих работ, в неокомских залежах (пласты БУЗ-БУ11) открыто многопластовое газоконденсатное месторождение и установлено продолжение сеноманской залежи в пределы Хорвутинского поднятия.

Третий подсчет запасов газа сеноманской залежи был осуществлен по состоянию изученности месторождения на 1.02.1983 года, т.е. по результатам бурения 67-ми скважинами.

По состоянию на 1.01.2001г. на Ямбургском месторождения работали 8 УКПГ и 3 УППГ, фонд действующих скважин составлял 851 единицу.

Месторождение вступает в период перехода с постоянной на падающую добычу. Проектом разработки предусматривается компенсация падающей с 2002 года добычи по основной части залежи за счет подключения в работу дополнительных скважин на Аверьяхинском и Харвутинском участках. На сегодняшний день отсутствие необходимого финансирования ставит под сомнение продление периода постоянных

отборов с ЯГКМ. Основные отборы в 2001 году приходилось на установки, где имеются первые очереди ДКС.

В период постоянной добычи, начиная с 1991 года, начальным проектом разработки предусматривался, уровень годовых отборов 185 млрд.м³. Максимальный годовой отбор был, достигнут в 1994 году, и составил 174 млрд.м³. Основной причиной несоответствия фактических и проектных показателей разработки явилось фактическое отставание ввода в эксплуатации производственных мощностей. Для компенсации добычи в отдельные годы на ряде УКПГ это приводило к существенным превышениям отборов. Следствием этого явилось крайне неравномерное дренирование залежи в целом, образование значительного количества локальных депрессионных воронок, отрицательно сказывающихся на процессе разработки.

Рисунок 1.2 - График зависимости давления от продолжительности разработки

Начиная с 1998 года, после принятия нового проекта разработки, несоответствие таких фактических показателей разработки проектным, как средний дебит на одну скважину, устьевое и пластовое давления, становится менее заметным. Фактические и суммарные отборы на УКПГ-2,3 практически соответствуют проектным, на УКПГ-4,7,8 отмечаются существенно меньше отборы по сравнению с проектом.

По состоянию на 1.01.2001 года на сеноманской залежи ЯГКМ работали 7 УКПГ и 1УППГ. Фонд действующих скважин составлял 700 единиц, 22 скважины находились в бездействии и капремонте. В конце года УКПГ-4 - с целью "сгущения" сетки и вовлечения в разработку дополнительных дренируемых запасов были запущены в эксплуатацию 15 новых скважин. Кроме того, на УКПГ-7 в настоящее время провидится бурение и освоение еще 32 скважин. На данном этапе разработки дренируются вся площадь сеноманской залежи кроме самых северных и южных участков.

По состоянию на 1.01.2001 год на Ямбургском ГКМ разбурен почти весь проектный фонд скважин. Исключение составляет лишь Аперьяхинский, Харву-тинский участки и зона УКНГ-7 по которым предусмотрено добуривание скважин.

По состоянию на 1.01.2001 год сеноманская залежь разрабатывается в условиях упруго-водонапорного режима. Уровень подъема газа-водяного контакта на целом ряде кустов достиг 20-40 метров.

Ежегодный темп подъема газовой контакта за последнее время увеличился на некоторых скважинах до 4-5 метров в год. Это приводит к активному проявлению пластовой воды в продукции многих скважин, следствием этого процесса является разрушение призабойных зон скважин, повышение выносы механических примесей, разрушение устьевых обвязок. Объем добываемой воды на УКПГ особенно возрастает в зимнее время при увеличении общих объемов, в шлейфах кустов образуются жидкостные пробки, идет перерасход метанола, значительные температурные потери ведут к гидратным режимам работы шлейфов. Подавляющее большинство простаивающих скважин связано с процессами обводнения и разрушения призабойных зон. В настоящее время на месторождении весь фонд скважин не реже одного раза в два года исследуется специальными исследованиями на предмет выноса воды и механических примесей, отбираются пробы жидкости, геофизическими методами на проблемных скважинах определяется профиль и характер притока, анализируются технологические режимы работы скважин, проводятся водоизоляционные работы при капитальных ремонтах скважин. Анализ результатов различных исследований, схем вскрытия, температурных режимов работы шлейфов позволил выделить 42 скважины, в продукции которых вода установлена точно.

Разработка нескольких залежей началась в 1991 году пуском в эксплуатацию УКПГ-1В. Начальные запасы газа и извлекаемые запасы конденсата по категории С1 принятые в 1995 году, составляли

соответственно 1015 млрд.м³ газа и 107 млн. тонн конденсата. Более полное геологическое изучение, бурение разведочных и эксплуатационных скважин на сегодняшний день показывает, что они были несколько завышенными и при последующих пересчетах по газу составляли от 809 до 820 млрд.м³ газа.

Суммарный отбор сухого газа из нескольких отложений за 2001 год составил 11,99 млрд.м³, стабильного конденсата 948 тыс.тонн. С начала разработки из пластов отобрано 67,8 млрд.м³ сухого газа и 5,8 млн. тонн конденсата, что составляет соответственно 8,4 процента и 5,4 процента от начальных утвержденных запасов. Темп отбора в 2001 году несколько увеличился и составил соответственно 1.5 процента по газу и 0.9 процента по стабильному конденсату.

По состоянию на 1.01.2001 год общий фонд пробуренных на неокомских отложениях скважин, составляет 317 единиц, действующий фонд на конец года составил 151 скважину, в бездействии находятся 42 скважины, фонд наблюдательных и поглощающих скважин составляет 18 единиц, в консервации и в ожидании подключения в шлейф находятся 106 скважин, 64 скважины находятся на балансе бурового предприятия " Тюменбургаз".

В настоящее время на УКПГ-1В работает 62 скважины. После обводнения второго объекта, включающего в себя группу пластов БУ6-1, БУ9 - 1,9 скважин переведены на первый объект, с основным пластом БУ3- 1.

В районе УППГ-3В работают 89 скважин (44 на первый объект и 45 на второй объект), данный фонд позволяет в данное время добывать около 34 - 34,5 флп.м³/сут газа и около 4,5 тыс.тонн нестабильного конденсата. В данное время новое эксплуатационное бурение на Ямбургском месторождении не ведется, для выхода на проектные отборы 14,5 млрд.м³/год в проекте разработки на 2000 год предусмотрен ввод в эксплуатацию УППГ-2В. В настоящее время происходит освоение ранее пробуренных скважин. К сожалению, недостаточное финансирование строящихся объектов также ставит под сомнение возможность достижения отборов, запланированных на 2002 год. Для последующего поддержания

постоянных отборов, с учетом падения потенциального содержания конденсата, падения пластового давления на "старом" фонде скважин проектом разработки рекомендуется вариант с добуриванием 150 дополнительных скважин, в том числе 97 скважин с субгоризонтальными забоями. Также в ближайшие годы кроме доведения эксплуатационного фонда до 509 единиц потребуются ввод ДКС-1В - второй нитки конденсатопровода Ямбург-Уренгой.

Динамика основных показателей разработки показывает, что имеющее место отставание от проекта разработки сроков ввода производственных мощностей является основной причиной несоответствия фактических показателей проектным. Более поздний ввод в эксплуатационный фонд скважин в течении всего периода разработки приводил к несоответствию фактических показателей проекту, а именно увеличению дебита на одну скважину, что в свою очередь привело к образованию по площади значительных воронок, более скорому обводнению продукции, выбытию из действующего фонда "старых" скважин. Несмотря на выход из капремонта после длительного простоя на УКПГ-1В нескольких "старых скважин" с более высоким пластовым давлением, резкое падение пластовых давлений по УППГ-3В в связи с интенсивными отборами, резкое несоответствие проекту устьевых давлений, может осложнить ситуацию с добываемыми возможностями скважин в самое ближайшее время. Кроме того, большое количество простаивающих скважин связано с обводнением продукции в результате негерметичностей эксплуатационных колонн. Отрицательное влияние на планируемые отборы с месторождения может оказать недостаточная геологическая изученность неокомских пластов по площади, особенно в районе УППГ-2В, где аналитическими работами прогнозируется невыход на рабочие режимы целого ряда еще неосвоенных кустов.

2. Программные комплексы для сопровождения разработки месторождения.

Газ от кустов скважин по газопроводам-шлейфам подается на УКПГ, где проходит узлы входа шлейфов (ППА) и через систему коллекторов поступает на дожимную компрессорную станцию. На ДКС предусмотрена: очистка газа от механических примесей и капельной жидкости в сепараторах, компримирование газа на первой ступени (КЦ-2) и затем на второй ступени (КЦ-1), после каждой ступени компримирования производится охлаждение газа в воздушных холодильниках. После ДКС газ с давлением 45 -75 кг/см² поступает на установку подготовки газа УКПГ.

Существующая газосборная система Ямбургского ГКМ включает в себя 7 УКПГ, ЭУ-8 Харвутинской площади, и межпромысловые коллектора, по которым газ подается на ГКС1 и 2 для дальнейшего магистрального транспорта. Схемы сбора газа на УКПГ - лучевая и коллекторно-лучевая, диаметры шлейфов - 273, 325 и 530 мм, число скважин в кустах от 3 до 10. ГСС промыслов ЯГКМ характеризуются следующими основными параметрами:

а) УКПГ-1. Схема сбора - лучевая, диаметр промысловых газопроводов 530 мм с суммарной протяженностью 90070 м, самый короткий 2800 м и протяженный 11260 м;

б) УКПГ-2. Схема сбора - лучевая, диаметр промысловых газопроводов 530 мм с суммарной протяженностью 56130 м, самый короткий 2250 м и протяженный 10000 м;

в) УКПГ-3. Схема сбора - лучевая, диаметр промысловых газопроводов 530 мм с суммарной протяженностью 79240 м; самый короткий 790 м и протяженный 10400 м;

г) УКПГ-4. Схема сбора - коллекторно-лучевая, диаметры промысловых газопроводов 219 мм (суммарная протяженность 860м), 273 мм (суммарная протяженность 10000 м), 325 мм (суммарная протяженность 48620 м) и 530 мм (суммарная протяженность 65250м); самый короткий 800 м и протяженный 11260 м;

д) УКПГ-5. Схема сбора - лучевая, диаметр промысловых газопроводов 530 мм с суммарной протяженностью 65440 м; самый короткий 1380 м и протяженный 11260 м;

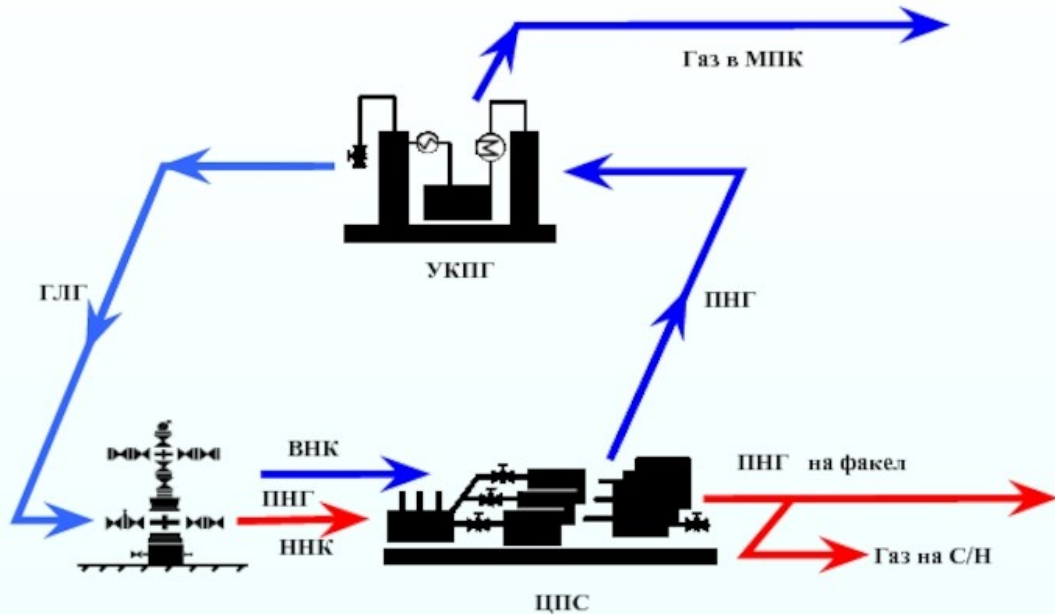
е) УКПГ-6. Схема сбора - лучевая, диаметры промысловых газопроводов 325 мм (суммарная протяженность 8060 м) и 530 мм (суммарная протяженность 76110 м); самый короткий 3150 м и протяженный 7660 м;

ж) УКПГ-7. Схема сбора - коллекторно-лучевая, диаметры промысловых газопроводов 273 мм (суммарная протяженность 21480м), 325 мм (суммарная протяженность 22170 м) и 530 мм (суммарная протяженность 115870 м); самый короткий 680 м и протяженный 12250 м;

Схема межпромыслового коллектора (МПК) приведена на рисунке 2.1. Диаметры труб шести газопроводов составляют 1420 мм, а перемычки и газопроводы-отводы на УКПГ выполнены из труб диаметром 1020 мм.

Рисунок 1 Схема потоков газа до КС.

Схема потоков попутного нефтяного газа до ввода КС на Уренгойском месторождении



ПНГ - попутный нефтяной газ;
С/Н - газ на собственные нужды НГДУ

По фактическим данным, унос жидкости с УКПГ в МПК составляет до 20 мг/м³ газа, при этом на входе ГКС фиксируется количество 9 мг/м³. Для оценки влияния жидкости на гидравлическое сопротивление был проведён анализ её накопления в коллекторах и полный расчёт гидравлических схем. Поскольку методика расчёта предусматривает определение равновесного истинного влагосодержания, на каждом месячном шаге учитывалось поступление и вынос жидкости на отдельных участках МПК. Полученные в результате данные показывают, что в рассматриваемый период на всех участках коллектора реализуется кольцевой режим течения, истинное содержание жидкости не превышает 0.0002. Изменение общего содержания жидкости в МПК колеблется в пределах от 35 до 50 м³ в зимний и летний периоды соответственно. Эти данные позволяют определить расчётные величины истинного влагосодержания на входе в ГКС с учётом динамики накопления жидкости в системе трубопроводов и её выноса. Проведённый анализ показал, что изменение массы жидкости, накопленной в коллекторе из-за сезонной неравномерности не превышает 7.9 т/мес. (менее 12 процентов) и незначительно отражается на величине истинного влагосодержания на входе в ГКС. Очевидно, эта тенденция будет сохраняться и в последующий период эксплуатации МПК, пока в трубопроводах реализуется кольцевой режим течения.

Установка комплексной подготовки газа УКПГ-5 входит в состав установок сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения. УКПГ-5 расположена на территории Надымского района ЯНАО Тюменской области.

В соответствии с проектом разработки в период постоянной добычи отборы газа на УКПГ-5 составляли 26 млрд.м³/год (фактически 32), с 2001 года месторождение перешло в стадию падающей добычи с отбором газа на УКПГ-5 до 20 млрд.м³ в год.

Схема подготовки газа на УКПГ включает сбор газа от кустов скважин, очистка газа от капельной жидкости и механических примесей,

компримирование и охлаждение сырого газа, гликолевую осушку, охлаждение сухого газа, регенерацию ДЭГа и метанола.

Осушенный и охлажденный газ подается в подземные межпромысловые коллектора к головной компрессорной станции Ямбургская - системы магистральных газопроводов, подающих газ в центральные районы страны.

Для обеспечения требуемого технологического режима подготовки газа и проектных параметров перед КС Ямбургская, в условиях постоянно снижающегося устьевого давления, на УКПГ-5 в 1997 году вводится в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (ДКС) I-я очередь, а в ноябре 2002 года II-я очередь, расположенная перед установкой осушки газа.

В 1999 году введена в эксплуатацию установка огневой регенерации гликоля (ТЭГ). Со времени пуска УКПГ осушка газа производилась ДЭГом, подаваемым по дэгопроводу от УКПГ-2. С 2005 года вновь переведена на ДЭГ. Установка пущена в эксплуатацию 28 января 1988 г.

Товарной продукцией УКПГ-5 является очищенный и осушенный газ в соответствии с ГОСТ 51.40-93.

Параметры газа в начальный период эксплуатации:

- а) среднее пластовое давление 11,73 МПа;
- б) динамическое давление газа на устье 10,3 МПа;
- в) температура газа на устье 13 - 14 оС

Параметры газа на конец 2004 года:

- а) среднее пластовое давление 3 МПа;
- б) динамическое давление газа на устье 2,2 МПа;
- в) давление газа на входе в ППА 1,6 МПа.

Согласно принятой схеме, газ от кустов скважин по газопроводам-шлейфам подается на УКПГ, где проходит узлы входа шлейфов (ППА) и через систему коллекторов поступает на дожимную компрессорную станцию. На ДКС предусмотрена очистка газа от механических примесей и капельной жидкости, компримирование газа, охлаждение компримированного газа.

После ДКС газ с давлением 4,0-5,5 МПа поступает на установку подготовки газа УКПГ.

Подготовка газа осуществляется по схеме гликолевой осушки в абсорберах с последующим охлаждением до температуры минус 20С. Осушка газа производится на девяти технологических линиях пропускной способностью 10 млн.м3/сут.

Восстановление осушителя - на вакуумных установках огневой регенерации мощностью 60 м3/ч по ДЭГУ.

Круглогодичное охлаждение газа до температуры минус 20С осуществляется с помощью АВО газа и турбодетандерных агрегатов ТДА 10-13 производительностью 10 млн.м3/сут.

В состав УКПГ входят следующие основные объекты и узлы:

- а) пункт переключающей арматуры (для приема газа с кустов скважин);
- б) обводной коллектор ГО (для пуска газа минуя УКПГ и ДКС);
- в) узел подключения ДКС к УКПГ (для приема газа с ГП на ДКС);
- г) первая и вторая очередь ДКС (для компремирования газа);
- д) установка очистки газа (УОГ - очистка газа от механических примесей и капельной жидкости);
- е) блок подготовки топливного и импульсного газа (БПТиИГ - для подогрева топливного и импульсного газа);
- ж) компрессорный цех с ГПА (газоперекачивающие агрегаты - элементы ДКС);
- з) установка АВО газа ДКС (охлаждение компремированного газа);
- и) технологический корпус осушки газа (окончательная очистка и осушка газа);
- к) установка АВО газа ГП (охлаждает сухой газ до температуры 0 - минус 20С);
- л) КТП АВО газа, КТП ЦПГ, КТП вспомогательных помещений (для энергоснабжения объектов ГП);

- м) технологический корпус регенерации ДЭГа (для отделения воды из ДЭГа и подачи последнего на осушку газа);
- н) установка печей огневого подогрева ДЭГа (подогрев гликоля для последующего выпаривания воды);
- о) установка подогрева теплоносителя (для теплоснабжения ГП);
- п) РВС (резервуары водоснабжения) и водонасосная (для запаса воды на ГП);
- р) блок-бокс редуцирования газа на собственные нужды (снижение давления газа для потребителей);
- с) установка воздухоборников (для запаса воздуха питания КИПиА);
- т) установка отключающих кранов УОК (для подключения к МПК);
- у) подогреватель газа (для подогрева газа собственных нужд);
- ф) склад ДЭГа, метанола и ГСМ, блок-бокс насосных ДЭГ, метанола и ГСМ (для запаса химреагентов и их перекачки);
- х) компрессорная воздуха КИП (для питания приборов КИПиА);
- ц) система внутрипромысловых коллекторов (для объединения узлов и агрегатов промысла в единую систему);
- ч) система сброса газа на свечу (для опорожнения технологических трубопроводов и аппаратов);
- ш) ГФУ (для утилизации промышленных и хозяйственных стоков);
- щ) блок подсобно-производственных помещений (для размещения оперативного персонала ГП);
- э) аварийная дизельная электростанция (для аварийного энергоснабжения ГП);
- ю) ЗРУ (для приема, замера и распределения электроэнергии по КТП);
- я) блок вспомогательных помещений (для размещения ремонтного персонала ГП);

3. Методы геологического и гидродинамического моделирования при разработке месторождения

Одним из основных этапов разработки композиционной геологогидродинамической модели является создание двумерной геологической модели. Геологическая модель основывается на построении пространственного распределения эффективной толщины пласта и фильтрационно-емкостных свойств среды (пористость, проницаемость, газонасыщенность).

Задача определения ФЕС в неоцененных ячейках – это задача статистического оценивания функций по данным, определенным в некотором наборе точек [22, 55, 107, 111]. При такой постановке задачи естественно использовать различные 52 алгоритмы интерполяции (M.Buhmann, M.Powell, 1900; А.А. Самарский, 1989, и др.) [80, 105]. Однако, классические интерполяционные алгоритмы эффективны для достаточно гладких функций, но не являются оптимальными для реализации случайного стационарного процесса (И.И. Гихман, А.В.Скороход, 1977; Д.А.Лаврик, И.Р.Миннихметов, А.Х.Пергамент, 2011) [14, 47]. Поэтому многими авторами (N.Cressie, 1990; M.Armstrong, 1982; D.Krige, 1951; G.Matheron, 1963, и др.) [104, 108, 113, 114] был развит алгоритм кригинг (kriging), основанный на проведении лучшей линейной несмещенной оценке (Best Linear Unbiased Estimation).

В неоцененных ячейках этот алгоритм определяет значения случайного процесса в виде линейной комбинации известных значений, имеющих минимальную дисперсию, при условии, что известна корреляционная функция. В результате полученные значения представляют собой условное математическое ожидание процесса, т.к. значения случайного процесса в оцененных точках являются известными. Для построения геологической основы композиционной модели автором выбран метод генерации реализации гауссовских полей, предложенный С.Deutsch, А.Journel (1997) [109, 112] - последовательная гауссовская симуляция (SGS) (Sequential

Gaussian Simulation). Этот алгоритм является основным стохастическим методом моделирования ФЕС в современных компьютерных геологических пакетах (Schlumberger «Petrel», ROXAR «Irap RMS»). В методе SGS проводится последовательный розыгрыш гауссовских случайных величин во всех неоцененных ячейках. В каждой последующей точке значения случайного процесса – гауссовская случайная величина с математическим ожиданием и дисперсией, которые определяются методом кригинг по всем предшествующим значениям (M.Shinozuka, R.Zhang, 1996) [115].

При этом приходится решать систему линейных алгебраических уравнений, размерность которой равна числу оцененных ячеек [55]. Геологическая модель газовой залежи обоснована данными, полученными в результате исследований керна и геофизических исследований скважин, 53 пробуренных на сеноманскую залежь Ямбургского месторождения, с применением методов статистической обработки данных. Расчет фильтрационно-емкостных параметров производился для всего продуктивного пласта, с использованием настройки рангов и трендовых карт песчаности. При выполнении моделирования петрофизического свойства *пористость* в качестве алгоритма использовался стохастический метод последовательного индикаторного моделирования (Sequential Indicator Simulation, SIS) с вторичной переменной по тренду Ко-Кригинг (Co-Kriging) - карты осредненной по скважинам пористости.

Распределение параметра *газонасыщенность* строилось в качестве алгоритма с использованием SIS с CoKriging по горизонтальному тренду средневзвешенного значения Кг. В результате проведенных вычислений были получены матрицы распределения эффективной толщины пласта и ФЕС по площади газовой залежи, что послужило геологической основой для композиционной гидродинамической модели разработки газовой залежи водоплавающего типа на примере Ямбургского НГКМ.

4. Средства механизации и автоматизации процесса разработки месторождения.

В основе автоматизации технологических процессов нефтегазового производства лежит отстранение персонала от прямого участия в производственном процессе. Автоматизация технологических процессов нефтегазового производства может включать комплексную АСУ ТП нефтяного месторождения или автоматизацию отдельных участков. Объектами автоматизации могут быть: цеха добычи и перекачки нефти и газа, пункты сбора и подготовки, кустовые насосные станции, нефтегазосборные сети, нефте- и газопроводы, установки подготовки газа, установки пожаротушения, нефтебазы, насосные станции, склады ГСМ, пункты сдачи нефти, объекты транспорта нефти, объекты нефтепереработки, объекты электроснабжения. В зависимости от задач предприятия нефтегазовой отрасли используют такие системы, как: система вертикального бурения скважин; система регулирования давления; система откачки утечек нефти; система высоковольтного и низковольтного электроснабжения; система пожарной сигнализации и пожаротушения и различные вспомогательные системы.

В рамках проекта АСУ ТП нефтегазового предприятия к технологическим процессам относят: добычу нефти, подготовку и транспорт, а к процессам управления производством: учет нефти, диспетчерское управление, производственную отчетность.

Потребность компаний нефтегазового сектора в автоматизации процессов объясняется географическими масштабами деятельности, необходимостью соответствия экологическим нормам и повышенными требованиями к промышленной безопасности нефтебаз.

Кроме этого, большинство месторождений – это территории особого порядка недропользования, входящие в категорию труднодоступных и удаленных с трудноизвлекаемыми ресурсами нефти.

АСУ ТП нефтедобычи позволяет:

- Получать информацию о работе оборудования на кустовых площадках;
- Управлять оборудованием кустов скважин с автоматизированных рабочих мест;
- Отображать производственные данные в виде графиков и таблиц для анализа;
- Сохранять и передавать данные на уровень оперативного управления;
- Осуществлять дистанционное наблюдение за процессами и оборудованием;
- Выгружать отчетную документацию и передавать на верхний уровень.

Различают следующие направления, по которым проводится автоматизация технологических процессов на предприятиях нефтегазовой промышленности: автоматика бурения скважин, процесса добычи нефти и газа; переработки нефтегазового сырья; транспортировки нефти и газа к покупателю.

Комплексная АСУ ТП нефтеперерабатывающего завода включает управление технологическим процессом по нефтедобыче с автоматизированных рабочих мест, переработку сырья и управление сбытовой сетью предприятия.

5. Современные научно-технические достижения в разработке нефтяных месторождений.

Вполне очевидно, что новые знания, технологии и умения применяются системно и последовательно тогда, когда у компаний отсутствует возможность получения «незаработанного дохода» (например, за счет необоснованных льгот и преимуществ, манипулирования условиями ведения бизнеса и т.д.). Поэтому наличие конкурентной среды – необходимое (но, увы, недостаточное) условие успешного развития нефтегазового сектора в инновационное ориентированное направление.

Анализ динамики процессов развития нефтегазового сектора России в инновационно-ориентированном направлении всё-таки дает оснований для оптимизма. Состояние конкурентной среды свидетельствует о значительной инерции – безусловно, доминируют «национальные» (по существу, а не только по статусу) компании – ОАО «Роснефть», ОАО «Газпром» и т.д. В результате применение новых технологий в России, в частности, новых методов повышения нефтеотдачи пластов, отличается большим разнообразием. Как отмечает академик Р.Х. Муслимов, «...рост добычи нефти (в 1980-е гг. – В.К.) за счет методов увеличения нефтеотдачи (МУН) существенно ускорился – с 1,3 млн т в 1975 г. до 11,4 в 1990 г. ...К сожалению, точные и конкретные данные по объему и эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России за годы рыночных реформ отсутствуют... Большинство ГРП (методов гидроразрыва пластов, которые широко применяются для разработки сланцевых залежей) проводится на высокопродуктивных объектах для интенсификации разработки и поэтому не может быть отнесено к категории МУН...»[3].

В России широко распространено избирательное применение новых технологий в нефтегазовом секторе, в то время как собственные технологические системы и подходы практически не создаются.

Неизбежно возникает вопрос: кто и как может обеспечить появление новых знаний, технологий, умений и т.д.? Ответ, как представляется, состоит в следующем:

- в общем случае в получении новых знаний должны принимать участие все стороны – от государства до бизнеса (включая средний и мелкий, в наибольшей степени заинтересованный в этом);

- расходы на науку и получение новых знаний неправомерно связывать исключительно с финансированием по линии государства (включая ННК) и ТНК;

- государственная политика должна строиться таким образом, чтобы создаваемые условия позволяли формировать конкурентную среду, обеспечивающую отечественным компаниям непрерывное получение так называемой динамической ренты.

1. В настоящее время, как никогда, возросло значение таких условий, как наличие опыта, среды и мотивации. Среди причин этого можно отметить:

- изменение размеров месторождений в сочетании с их «новой природой» привело к востребованности уникальных и специфических знаний;

- наличие разветвленного и разнообразного сервисного сектора – от стандартных до самых сложных операций (например, в границах «Большого Ставангера» – Норвежского центра операций на шельфе Северного моря – успешно работает свыше 500 инновационно-ориентированных сервисных фирм);

- переход к налогообложению экономических результатов; нужны не налоговые льготы, а системные рамки, которые стимулировали бы компании принимать высокие риски освоения новых источников сырья;

- конструктивное взаимодействие финансовой системы и нефтегазового сектора – ориентация на долгосрочные результаты (прежде всего, доступность «длинных денег») – способствует повышению устойчивости инновационного бизнеса.

В мире накоплен огромный опыт взаимодействия различных компаний, есть место любым вариациям форм взаимодействия. В то же время нельзя не видеть, что в нефтегазовом секторе существенно увеличивается доля национальных нефтяных компаний. Это отражает инерционный тренд развития отрасли, связанный с распространением «традиционных» знаний, навыков и умений. В то же время транснациональные компании все больше и больше выполняют роль «системных

интеграторов» и являются распространителями передовых технологий, знаний и опыта. Прямое же участие ТНК в генерации новых знаний – скорее исключение из правил. Лидерство перешло к наукоемким сервисным компаниям от самых малых до гигантов, таких как «Шлюмберже», «Бейкер Хьюз», «Халибёртон», «Вестерн Атлас» и другие.

Мировой нефтегазовый сектор проходит через стадию смены не только технологического уклада (все большей его интеллектуализации), но и изменения всей модели функционирования и развития. В основе этого процесса – новые знания (как глобальные, так и локальные, практические). Получение знаний, их распространение и применение невозможны без адекватной институциональной среды. Не только новые технологии и уровень цен, но также и благоприятный инвестиционный климат, степень разнообразия компаний и форм их взаимодействия, развитие конкуренции во всех сегментах нефтегазового сектора, а также адекватное меняющимся условиям освоения углеводородов взаимодействие государства и нефтегазового сектора – вот неполный перечень условий, движущих «сланцевую революцию».

Нельзя и неправомерно примитивизировать сложный и многоаспектный характер взаимодействия факторов, обеспечивающих процесс добычи углеводородов. Инвестиции в этом ряду – важное, но не всеобъемлющее объяснение феномена роста добычи углеводородов там, где такой добычи «не могло быть». Разнообразие среды и наличие возможности эффективного взаимодействия самых различных экономических агентов – вот движущая сила развития современного нефтегазового сектора.

Увеличение потребления углеводородного сырья требует комплексного и рационального подхода к использованию ценного "невосполнимого" природного сырья, сокращения его технологических потерь и утилизации при сборе, подготовке и хранении на нефтегазодобывающих предприятиях. Даже доли процента потерь составляют миллионы тонн углеводородов. Достижение потенциала стабильной нефти позволит увеличить ее выход для различных месторождений в среднем на 2,5...6,5 % мас.

Немаловажной является и другая сторона проблемы - загрязнение окружающей среды. Ископаемые углеводороды занимают первое место среди источников загрязнения окружающей среды.

Размещение основных месторождений нефти и газа в районах, удаленных от промышленно развитых регионов, требует разработки простых и эффективных технологий сокращения технологических потерь и утилизации углеводородного сырья.

Анализ технологических потерь и отходов производства показывает, что сокращение потерь только наполовину позволит удовлетворить потребности промышленности без дополнительного ввода в эксплуатацию новых месторождений углеводородного сырья.

Системный подход к использованию углеводородных ресурсов с учетом отдельных источников потерь и внедрения технологий по их предупреждению является актуальным как с экономической, так и с экологической точки зрения.

Анализ технологических схем сбора, подготовки и хранения углеводородного сырья показывает, что основными источниками потерь являются сепарационные установки, низконапорные аппараты и резервуары. Перспективным направлением является использование трубопровода в качестве технологической ступени подготовки углеводородного сырья.

Технико-экономические расчеты показывают, что при комплексном решении вопроса сокращения технологических потерь, вложенные средства окупаются в течение короткого времени. По данным различных источников известно, что используется не более 90-97 % добытой нефти, остальная часть безвозвратно теряется.

За последние 25 лет в мире на факелах сожжено более 300 млрд.м³ газа, что эквивалентно 420 млн. т условного топлива. Кроме того, вместе с газом сожжено более 60 млн. т жидких легких углеводородов. На протяжении многих лет сложилось положение, что объекты для сбора газа и конденсата и их промысловой переработки вводятся в последнюю очередь, когда уже потеряно более половины ресурсов нефтяного газа и газового конденсата. Поэтому при обустройстве

месторождений нефти и газа основное внимание необходимо уделять промышленной стабилизации углеводородного сырья. Задача промышленной стабилизации заключается в получении двух основных продуктов - стабильного жидкого углеводородного сырья и газа. При этом необходимо сохранить в углеводородном сырье максимальное количество фракций C₅₊, то есть добиться достижения потенциала стабильного углеводородного сырья.

Несовершенство процессов промышленной стабилизации углеводородного сырья выявило следующие основные проблемы: вынужденное сжигание на факелах газов конечных сепарационных установок (КСУ) из-за трудности их сбора; потери компонентов C₅₊ при перекачке тяжелых нефтяных газов; потери из резервуаров из-за большой упругости паров углеводородного сырья. На межотраслевом совещании по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов было отмечено, что потери нефти и нефтепродуктов в стране достигают 35-50 млн. т/год. Кроме этого, необходимо учесть затраты на разведку, добычу, транспорт и подготовку нефти, отрицательное воздействие на экологическую обстановку. Анализ ряда месторождений Западной Сибири и Башкортостана показывает, что оптимизация процесса стабилизации позволяет увеличить выход товарной нефти на 2,6...12,0 % мас. по сравнению с одноступенчатой сепарацией нефти (данные СибНИИИП). Достижение потенциала возможно процессом промышленной колонной стабилизации, однако, как и многоступенчатая сепарация (более 4 ступеней), в промышленных условиях такой метод является экономически нецелесообразным.

Низкая четкость разделения углеводородных смесей в сепарационных установках требует необходимости разработки новых технологических решений по стабилизации углеводородного сырья, позволяющих сохранить его потенциал и получить отбензиненный газ. Для улавливания бензиновых фракций из нефтяного газа и возврата их в нефть предлагается использовать процесс однократной абсорбции. Процесс осуществляется в трубопроводе путем смешения с частью нефти (абсорбентом) с последующим охлаждением и разделением на осушенный газ и насыщенный абсорбент. Насыщенный абсорбент закачивается в основной поток стабильной нефти.

Разработаны технологические схемы сепарации нефти с рециркуляцией различных технологических потоков. Установлено, что чем выше давление начального разгазирования P_n и ниже к.п.д. сепараторов, тем меньше выход стабильной нефти. Кроме того, рост величины P_n и снижение к.п.д. резко повышают потери из резервуаров. Так, увеличение P_n от 0,3 до 0,8 МПа при к.п.д., равном 0,3, удваивает потери (2,8 % мас. вместо 1,4 % мас. для условий Сергеевского месторождения).

При потребности в широкой фракции легких углеводородов практически незаменимы стабилизационные установки, в которых используются колонны. При эксплуатации этих установок получается стабильная нефть требуемого качества. Установки характеризуются высокой энерго- и капиталоемкостью.

При сепарации нефти дополнительно вводимым в систему газом увеличивается доля отгона и уменьшается давление насыщенных паров стабильной нефти на 12,5...32,7 кПа. Это позволяет сократить технологические потери из резервуаров в случае утилизации газа. Подача газа позволяет увеличить отбор от потенциала низкокипящих углеводородных фракций до 50-70 %. Однако процесс однократного испарения с подачей газа в систему характеризуется низкой четкостью разделения, большим уносом бензиновых фракций и капельной нефти с газом сепарации и эффективен только при полной утилизации нефтяного газа, насыщенного бензиновыми фракциями.

С целью сокращения энергетических затрат предлагается технология стабилизации нефти в промысловых колонных аппаратах с подачей газа в промежуточное сечение отгонной секции.

Одними из наиболее сложных с точки зрения разработки являются нефтегазоконденсатные и газоконденсатнонефтяные залежи[1], которые на сегодняшний день не в полной мере вовлечены в разработку. Например, такие залежи содержатся в уникальных по запасам ачимовских отложениях Уренгойского месторождения. Если разработка газоконденсатной шапки, как правило, не вызывает больших проблем, то выработка запасов нефтяных оторочек в таких залежах – крайне сложная задача. Обычно они отличаются небольшой толщиной, что

приводит к наличию осложняющих факторов эксплуатации скважин, таких как поступление воды и газа вследствие образования конусов со стороны водонефтяного и газонефтяного контактов. Одним из возможных способов избежать преждевременного поступления газа в добывающие нефтяные скважины является режим эксплуатации при критических безгазовых дебитах. В случае применения вертикальных скважин этот режим оказался не практичным, так как соответствующие дебиты нефти являлись низкими и нерентабельными. Поэтому добыча нефти из нефтяных оторочек производилась при значительных депрессиях и быстро растущих газовых факторах. С появлением горизонтальных скважин ситуация изменилась, поскольку такие скважины позволяли получать большие дебиты при более низкой депрессии, в результате чего стала возможна разработка нефтяных оторочек достаточно большой мощности, однако если нефтенасыщенный интервал не превышает 5-10 м, то в этом случае возможные безгазовые дебиты также нерентабельны.

6. Обеспечение экологической безопасности при разработке месторождения.

На Ямбургском газоконденсатном месторождении в процессе эксплуатации скважин, шлейфов и установок комплексной подготовки газа могут проявляться различные производственные опасности и вредности. Их действие на организм человека зависит от токсических свойств, применяемых в производстве веществ, их концентрации и продолжительности воздействия.

Если концентрация токсичного вещества в воздухе рабочей зоны превышает определенный предел - ПДК (предельно допустимая концентрация), то профессиональные отравления и заболевания неизбежны. ПДК - это такая концентрация вредного вещества в воздухе рабочей зоны, которая при ежедневной работе в течение всего времени работы на предприятии не может вызвать у работающих заболеваний и отклонений в состоянии здоровья,

ПДК вредных веществ утверждается Минздравом РФ и является обязательной нормой для всех предприятий. ПДК для ряда вредных веществ, применяемых на установках комплексной подготовки газа Ямбургского газоконденсатного месторождения: метан, этан, пропан, бутан - 300 мг/м^3 ; метанол - 5 мг/м^3 ; диэтиленгликоль (ДЭГ)- 10 мг/м^3 .

Природный газ - бесцветная смесь легких углеводородных газов, на 97,8% состоит из метана, без запаха, легче воздуха. Концентрационные пределы воспламенения в смеси с воздухом составляют 4,9 и 16 объемных процента нижний и верхний соответственно. Температура самовоспламенения не менее $450 \text{ }^\circ\text{C}$. Природные горючие газы по токсикологической характеристике относятся к веществам 4 класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76. Природные газы не оказывают токсического действия на организм человека, но при высоких концентрациях вызывают отравления, связанные с асфиксией из-за недостатка кислорода.

Индивидуальными средствами защиты являются: фильтрующий противогаз, изолирующие противогазы марок ПШ-1, ПШ-2.

Метанол - бесцветная прозрачная жидкость, по запаху и цвету напоминающая этиловый спирт, легко воспламеняется, при искрении взрывоопасна. НПВ метанола - 6,5%; ВПВ - 36,3%. Метанол - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. Особенно опасен метанол при приеме внутрь: 5-10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, слепоту, а 30 г смертельная доза. Симптомы отравления: головная боль, тошнота, рвота, сильные боли во всем теле, желудке, мелькание перед глазами. В тяжелых случаях - сильная синюшность, глубокое и затрудненное дыхание, судороги, слабый учащенный пульс. Для исключения ошибочного применения метанол одорируется этилмеркаптаном в соотношении 1:1000, керосином 1:100 и окрашивается химическими чернилами или другими красителями. Однако, отравление происходит не только при приеме метанола внутрь, но и при вдыхании, всасывании через кожу. При работе с метанолом, его отпуске, хранении и транспортировке необходимо выполнять общие санитарные правила по хранению и применению метанола, утвержденные Мингазпромом, а также требования "Инструкции о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности".

Диэтиленгликоль - бесцветная или слабоокрашенная в желтый цвет сиропообразная гигроскопическая жидкость без запаха. ДЭГ малолетуч, температура вспышки 135 °С, температура самовоспламенения 345 °С. Концентрационные пределы воспламенения 0,62-6,8 объемных процента. ДЭГ, при попадании в организм через органы дыхания, действует как сосудистый яд, вызывая отек, набухание и невроз сосудов. ДЭГ также оказывает влияние на ЦНС и почки. Токсичен не только сам ДЭГ, но продукты его разложения в организме человека, в частности, щавелевая кислота. Симптомы отравления: бессознательное состояние, потеря болевой чувствительности, учащенное дыхание, пульс, сухие хрипы в легких, зрачки

слабо реагируют на свет. При работе с ДЭГом должны соблюдаться правила, обеспечивающие безопасность обращения с ним. К этим правилам в первую очередь относятся: герметизация аппаратов, емкостей для хранения, недопущение проливов (особенно горячего), защита органов дыхания индивидуальными средствами при попадании значительных количеств паров и аэрозолей в атмосферу, защита рук и других участков кожи при работе с ДЭГом (особенно горячим). Пролитый ДЭГ должен смываться обильным количеством воды.

Выделение ртутных паров при неправильном обращении с КИПиА.

Ртутные пары оказывают вредное влияние на организм человека, вызывая отравление и заболевания. Пары ртути не имеют запаха и обнаруживаются аналитическим путем. ПДК для металлической ртути 0,01 мг/м³.

Превышение допустимого давления (10-11 МПа) в оборудовании при образовании гидратов в трубопроводе, сепараторе, конденсатосборнике, в запорных устройствах, в теплообменнике, при нарушении порядка открытия и закрытия задвижек и кранов. Нарушение герметичности оборудования, в результате чего может возникнуть пожар или взрыв. Вследствие этого, (учитывая высокие давления, при котором ведется процесс добычи и подготовки газа) в первую очередь предъявляются жесткие требования к прочности металла оборудования и труб.

Шум и вибрации.

При осушке газа на УКПГ и исследовании скважин уровни шума достигают 115Дб.

Обморожение.

Длительное воздействие холода на обслуживающий персонал УКПГ, вынужденный по долгу работы долгое время находится на открытом воздухе, что может развивать профессиональные заболевания:

- а) пояснично-крестцовый радикулит;
- б) обострение суставного и мышечного ревматизма;

в) заболевание мышц и дыхательных путей.

Электротравмы.

Поражение электрическим током могут произойти при соприкосновении с корпусом незащищенных электродвигателей и аппаратов с плохо изолированной или поврежденной изоляцией.

Для правильного проектирования и выбора оборудования объектов добычи и подготовки газа в целях предупреждения взрывов пожаров существенную роль играет классификация производств, помещений и наружных установок по пожаровзрывоопасности.

Классификация предопределяет оптимальный выбор объемно - планировочных решений, степень огнестойкости зданий и сооружений, специальных противопожарных преград и правильную организацию путей эвакуации людей из зданий и сооружений в случае пожара. Согласно СНиП производства подразделяются по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности на следующие категории: А, Б, В, Г, Д, Е.

При проектировании разработки и обустройства Ямбургского газоконденсатного месторождения соблюдены следующие нормы и правила:

- а) правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности;
- б) правила безопасности в газовом хозяйстве;
- в) санитарные нормы проектирования промышленных предприятий СН-45-71;
- г) правила устройства и эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
- д) противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений СНиП II-A6-70;
- е) инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений СН 305-77.

В проекте предусмотрено:

в помещениях, где возможны утечки и накопление газа (цех осушки, узел ввода шлейфов, замерный узел) применение механической вентиляции;

все двери в здании УКПГ открываются наружу;
количество выходов из зданий не менее двух;
операторные помещения обогреваются.

Объекты по добыче газа отнесены по пожарной безопасности к категории А (СНиП II-90-81) по пожаровзрывоопасности (они связаны с переработкой газов, способных взрываться и гореть при взаимодействии с кислородом), поэтому они размещаются в зданиях I и II степени огнестойкости. УКПГ на месторождении размещены на открытых площадках для лучшего проветривания. В проектах зданий, сооружений применены стальные конструкции с заполнением алюминиевыми панелями типа ЗКП Миннефтегазстроя. В наружных ограждениях помещений с производствами категории "А" предусмотрены легкобросываемые конструкции из расчета $0,05\text{м}^2$ на 1м^3 взрывоопасного помещения. При необходимости сообщения между помещениями категории "А" и "Д" предусмотрено устройство тамбуров, шлюзов с подпором и ограждающими конструкциями с пределом огнестойкости не менее 1 часа.

Жилые модули размещены на взрывобезопасном расстоянии от УКПГ.

Технологические процессы в газодобыче неразрывно связаны с использованием электрооборудования различного назначения: пусковой аппаратуры, электродвигателей, КИП, средств автоматизации и управления и т.д., которые во время работы могут служить источником зажигания (искры). В связи с этим электрооборудование выпускают во взрывоопасном исполнении. Взрыв на указанных объектах может произойти только в случае, если имеется взрывоопасная концентрация газовой смеси и источник зажигания (искра, дуга нагретые поверхности электрооборудования).

Для выбора электрооборудования необходимо знать, как классифицируются взрывоопасные смеси газов и паров. Они подразделяются на категории в зависимости от зоны, в которой оно будет устанавливаться. Согласно правилам устройства электроустановок существует следующая классификация взрывоопасных зон: В-1, В-1а, В-1б, В-1г, В-2, В-2а, В-3.

Обеспечение безопасности технологических процессов и оборудования достигается:

1. Определением степени риска объекта на стадии проектирования.

2. Соблюдением технологических регламентов, карт обслуживания и ремонта, правил и инструкций устройства и безопасной эксплуатации оборудования. Это осуществляется следующими мерами:

- своевременное ведение оперативной, ремонтной и иной документации, предусмотренной нормативами.

- наличие и исправность приборов и систем КИПиА, необходимых для контроля параметров.

- наличие и работоспособность блокирующих и противоаварийных устройств и систем.

3. Организацией огневых, газоопасных, ремонтных, строительных и иных работ на действующем оборудовании и газопроводах, а также в охранных зонах в соответствии с действующими документами.

4. Состоянием и работоспособностью вспомогательного оборудования, устройств и систем.

5. Регулярным анализом случаев отказа, поломок, аварий оборудования и трубопроводов, а также реализацией мероприятий по их предотвращению.

6. Теоретической подготовкой, практическими навыками персонала к управлению производственными процессами и действиями при ликвидации возможных аварий.

К установкам и оборудованию для подготовки газа предъявляются следующие требования:

- 1) герметичность;
- 2) прочность и стойкость к эрозии и коррозии;
- 3) надежность в работе;
- 4) малый вес и габариты;
- 5) удобство в обслуживании.

С целью обеспечения безопасных условий труда предусмотрены следующие технические мероприятия:

- испытание газопроводов и сепараторов один раз в год, при давлении в 1,25 раза выше рабочего;
- снабжение коллекторов запорным ограничителем для их отключений;
- предохранительные пружинные клапаны ППК оборудованные устройством, исключающим возможность произвольного увеличения нагрузки клапана;
- предохранительные клапаны, установленные непосредственно на сепараторах, исключающие возможность повышения давления в них более, чем на 10% от рабочего;
- продувка предохранительных клапанов с целью проверки на работоспособность;
- на каждой УКПГ имеется комплект омедненного слесарного инструмента, исключающего возможность искрообразования при проведении ремонтных и других работ;
- текущее обслуживание и надзор за работой оборудования ведется в течении всей смены.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На август 2009 года газовый помысел №1 подает в магистральный газопровод 1 млн. 410 тыс. м³ газа в сутки. Газ попадает в магистраль уже осушенный, очищенный от мех. примесей, компримированный, то есть готовый для потребителя. Это осуществляется с помощью Установки комплексной подготовки газа. На Ямбурге таких установок 12 и каждая в среднем дает в сутки не меньше миллиона кубометров. Таким образом, ООО «Газпром добыча Ямбург» обеспечивает более 40% объемов добычи газа Группы Газпром и 34% общероссийской добычи газа.

Также во время прохождения практики я приобрел много полезных навыков по разработки и эксплуатации газовых скважин, путем участия в производственном деле.

Пройдя практику, я уверен в том, что полученные знания в газовом деле понадобятся мне в дальнейшей жизни и в учебе.

8. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кесельман Г. С, Махмудбеков Э. А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. М., Недра, 1981, 256 с
2. Кесельман Г. С, Махмудбеков Э. А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. М., Недра, 1981, 256 с
3. Даждо Р. Основы экологии. – М.: Прогресс, 1975. – 415 с.
4. Истомин, В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа: учебник/ В.А. Истомин, В.Г. Квон — М. ООО «ИРЦ Газпром», 2014, 509с
5. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Гиматутдинов Ш.К., Борисов Ю.П. и др. М., Недра., 1983
6. Захарова А.А., Сморгалова Е.В., Казанцева И.А. Инструментальные средства для анализа 3D-моделей месторождений нефти и газа // Ашировские чтения: Труды II Междунар. Научно-практ. конф. – Самара, 2004. – С. 130–131.
7. Федоров Б.А., Останкова О.С., Чернова О.С., Захарова А.А. Применение седиментологических моделей при проектировании разработки Широного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 58–62.
8. Титова Г.И. Особенности изотопно-геохимических исследований параметрических и сверхглубоких скважин / Г.И. Титова, М.Г. Фрик // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2009. - № 11. - С. 48-50.
9. Угрюмов А.Н. Цеолитовая минерализация в фундаменте северо-западной части Западной Сибири и на Полярном Урале / А.Н. Угрюмов, В.Н. Воронов, Ю.А. Ехлаков, К.А. Мещеряков // Горные ведомости. - 2010. - № 12. - С. 48-58.
10. Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин // Геология и геофизика. - 2004. - № 7. - С. 833-842.
11. Чувашов Б.И. Морской девон на севере Западной Сибири / Б.И. Чувашов, В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов // Доклады РАН. - 2009. - Т. 429. - № 2. - С. 234-237.
12. Сокол И. Д. Отчет о результатах работ МОВ ОГТ и ОГП МПВ Верхнереченской сейсмической партии 26/98-99. - ЯНАО: «Ямалгеофизика», 2000.