

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Особенности техники и технологии разработки сеноманской залежи X нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)

УДК 622.276'279(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шагдуров Буянто Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.—М.Н.		

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

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата)

О.С. Чернова
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Шагдурову Буянто Олеговичу

Тема работы:

Особенности техники и технологии разработки сеноманской залежи X нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по X месторождению тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, материалы исследовательских институтов.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о X месторождении, геологическое строение сеноманской залежи X месторождения, общая характеристика производственного объекта, описание технологического процесса, общие сведения о абсорбционной осушке, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

Перечень графического материала	Обзорная карта района месторождения, структурная карта по кровле коллектора, геологический разрез сеноманской залежи, схема сбора газа на УКПГ-2С, график зависимости точки росы от температуры контакта газ-гликоль.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна
Социальная ответственность	Шеховцова Наталья Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шагдуров Буянто Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Шагдурову Буянто Олеговичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Физико-технические свойства абсорбентов Средние цены одной тонны ди- и триэтиленгликоля
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода и потерь абсорбентов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Энергоресурсы

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты экономического сравнения эффективности применения ди- и триэтиленгликоля
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составлена таблица 6.2 – Сравнение показателей экономической эффективности применения диэтиленгликоля и триэтиленгликоля
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявлено, что при замене диэтиленгликоля в качестве сорбента на триэтиленгликоль расходы на потери гликоля в процессе осушки снижаются в 1,5 раза.

Перечень графического материала: отсутствует

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шагдуров Буянто Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Шагдурову Буянто Олеговичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования: Установка комплексной подготовки газа УКПГ-2С Х нефтегазоконденсатного месторождения.
Область применения: добыча и подготовка природного газа к транспорту в магистральном трубопроводе.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты.

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).

1. Производственная безопасность

1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- отклонение показателей микроклимата в помещении;
- запыленность рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- превышение уровней электромагнитных излучений;
- необходимые средства защиты от вредных факторов.

1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- Электробезопасность
- Пожаробезопасность

2. Экологическая безопасность

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

2. Экологическая безопасность

- анализ воздействия объекта на атмосферу: загрязнение атмосферы при сбросе газа на факельное устройство;
- анализ воздействия объекта на гидросферу: сброс промышленных и хозяйственных сточных вод;
- анализ воздействия объекта на литосферу: загрязнение твердыми отходами производства;
- Меры предосторожности: установка фильтром при сбросе грязной воды. Утилизация отходов (бумага, пластик) на переработку.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- выбор наиболее типичной ЧС;
- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

- Перечень возможных ЧС на объекте: возгорания и взрывы газа;
- Типичной ЧС является халатность при работе с газом;
- Меры предупреждения: проверка знаний ТБ у персонала, незамедлительное сообщение о ЧС

– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	инженеру, вызов специализированной бригады ИТР для устранения ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шагдуров Буянто Олегович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 82 страницы, 17 таблиц, 11 рисунков, 22 источника.

Ключевые слова: месторождение, залежь, природный газ, сепаратор, влагосодержание, точка росы, абсорбция, осушка, гигроскопичность, массообмен, диэтиленгликоль, регенерация, концентрация.

Объект исследования: сеноманская залежь X нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – рассмотрение особенностей техники и технологии разработки сеноманской залежи X месторождения.

В работе представлено геологическое строение залежи, а также подробно рассмотрен процесс сбора и подготовки природного газа к транспорту на установке комплексной подготовки газа УКПГ-2С. Рассмотрена схема размещения сооружений основного и вспомогательного производства УКПГ-2С и происходящие в них технологические процессы. Изучен процесс абсорбционной осушки газа, факторы, влияющие на его эффективность, применяемые абсорбенты и их физические характеристики. Представлено сравнение технологических и экономических параметров эффективности применения диэтиленгликоля и триэтиленгликоля в качестве абсорбента.

Обозначения и сокращения:

ММП – многолетнемерзлые породы;
РНО – раствор на нефтяной основе;
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ГСР – геолого-статистический разрез;
УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
СПИ – система подачи ингибитора;
ГСК – газосборный коллектор;
ЗПА – здание переключающей арматуры;
КНС – канализационная насосная станция;
ДЭС – дизельная электростанция;
ГФУ – горизонтальное факельное устройство;
АВО – автоматическое воздушное охлаждение;
КИП и А – контрольно-измерительные приборы;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
ВМР – водометанольный раствор;
ДЭГ – диэтиленгликоль;
ТЭГ – триэтиленгликоль;
ГП – газовый промысел;
ТУ – технологическая установка;
ПУ – пульт управления;
ЭБ – электробезопасность;
ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина;
ЧС – чрезвычайная ситуация.

Содержание

Введение.....	11
1 Общие сведения о месторождении.....	12
2 Геологическое строение сеноманской залежи	14
2.1 Стратиграфия.....	14
2.2 Тектоника	17
2.3 Нефтегазоносность.....	18
2.4 Параметры сеноманской толщи по керну и ГИС	21
2.5 Состав газа	27
2.6 Гидрогеологическая характеристика	27
3 Общая характеристика производственного объекта	29
3.1 Добыча газа.....	29
3.2 Сооружения основного производства.	34
3.3 Сооружения вспомогательного производства.	37
4 Описание технологического процесса.....	41
4.1 Внутриплощадочные трубопроводы.....	41
4.2. Здания переключающей арматуры.....	43
4.3. Цех осушки газа	44
4.4. Площадка АВО газа, аварийные краны в укрытии	46
4.5. Площадка подогревателей, Здание узла редуцирования газа	47
4.6. Установка регенерации ДЭГа	48
5. Описание процесса абсорбционной осушки газа	53
5.1 Общее описание процесса абсорбционной осушки газа.....	53
5.2 Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки газа.....	55
5.3 Описание технологического процесса абсорбционной осушки на УКПГ- 2С сеноманской залежи Х НГКМ.....	60
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
6.1 Технологическое обоснование замены диэтиленгликоля на третэтиленгликоль	63
6.2 Сравнение экономических показателей.....	65

7. Социальная ответственность при работе оператора технологических установок.....	68
7.1 Производственная безопасность	68
7.1.1 Анализ вредных факторов рабочей зоны	69
7.1.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны	72
7.2 Экологическая безопасность.....	74
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
7.4.1 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.....	77
Заключение	80
Список использованных источников	81

Введение

Сеноманская залежь Х НГКМ открыта в 1965 году в южной части Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 180 километрах к востоку от Уренгойского месторождения. Лицензия на право эксплуатации принадлежит ООО «Газпром добыча Ямбург» до 2018 года.

Начальные запасы газа утверждены ГКЗ в 1987 году и составляют 2601.74 млрд. м³. На месторождении запланировано строительство трех установок комплексной подготовки газа (УКПГ) суммарной производительностью по сеноманской залежи 115 млрд. м³/год при фонде скважин – 446 ед.

Эксплуатация сеноманской залежи Х стартовала 30 сентября 2001 года вводом первой очереди (УКПГ-1С). В декабре 2002 года был введен в разработку район УКПГ-2С. В декабре 2003 года была начала эксплуатироваться УКПГ-3С. В 2013 году месторождение достигло отметки проектной добычи в 130 млрд. м³ в год.

Подготовка газа к транспорту на УКПГ-2С ведется с применением абсорбционной осушки. Всего в осушке газа участвует 12 технологических ниток производительностью 10,8 млн. м³/сут., состоящих из входных сепараторов, абсорберов и арматурного блока. В качестве абсорбента используется диэтиленгликоль (ДЭГ) [1]

В данной работе рассмотрены геологические особенности строения сеноманской залежи Х НГКМ, а также технологические процессы подготовки добываемого газа к транспорту на УКПГ-2С. Описан принцип абсорбционной осушки газа, а также устройство технологического оборудования, применяемого при осушке.

1 Общие сведения о месторождении

Х месторождение расположено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа в пределах Тазовского района (рисунок 1.1).

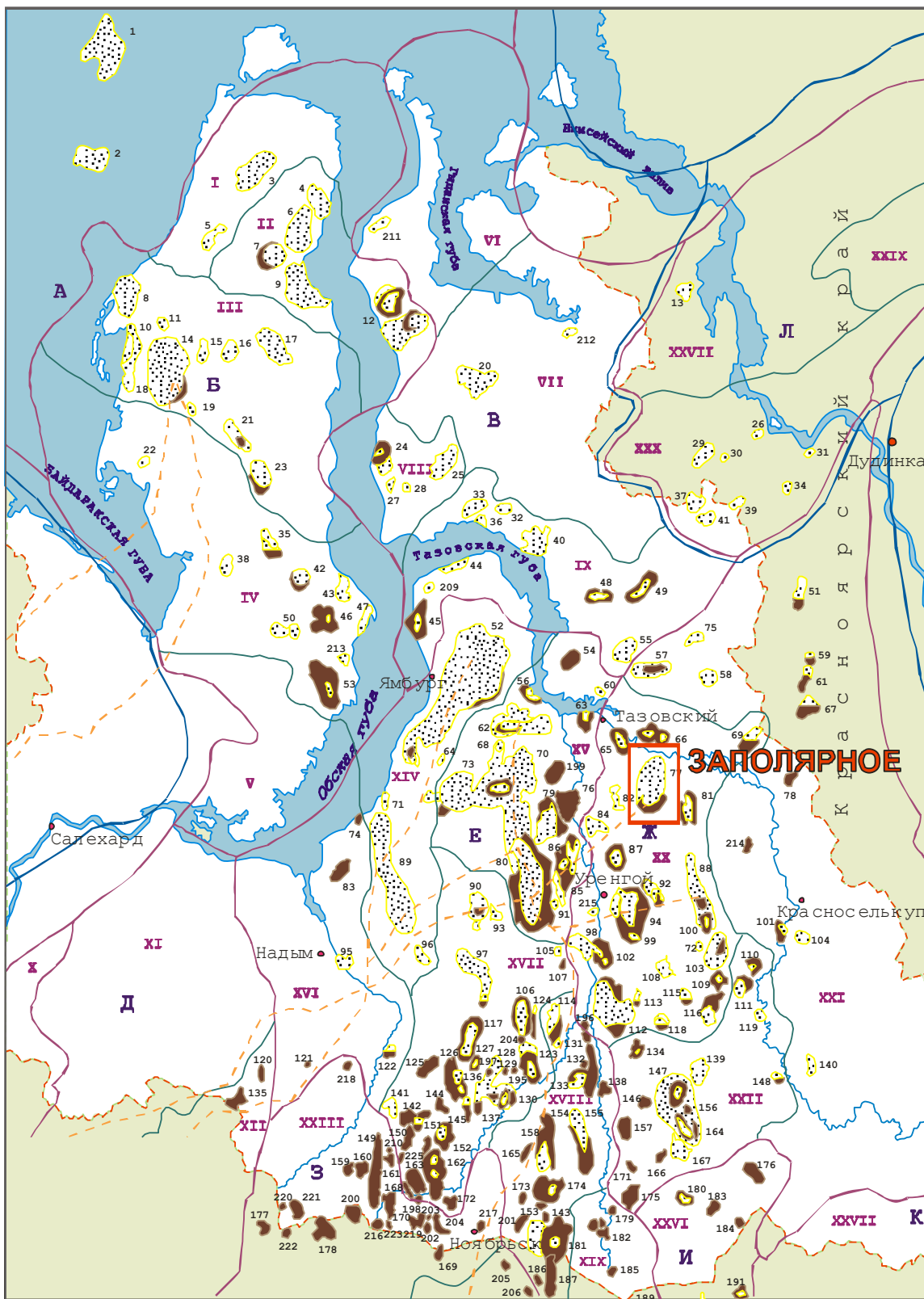


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ [2]

Территория месторождения представляет собой заболоченную равнину с множеством мелких и глубоких озер.

Отметки рельефа изменяются от плюс 50 метров на водоразделах до плюс 10 метров в долинах рек.

Речная сеть представлена реками Малая Хэяха, Большая Хэяха, Юридейяха. Реки не судоходны даже в период большой воды.

Сильная заболоченность территории обусловлена наличием многолетнемерзлых пород, которые оказывают большое влияние на уровень грунтовых вод.

Климат района резко континентальный, с холодной и продолжительной зимой и коротким летом.

Толщина снежного покрова изменяется от 0.5 метров на водоразделах, до 2.5 метров в понижениях рельефа.

Ледостав начинается в середине октября. Толщина льда неравномерна и колеблется от 30 до 130 сантиметров. Освобождение рек ото льда происходит в конце мая – начале июня.

Район слабо населен. На территории месторождения стационарных населенных пунктов нет. Ближайшие поселки: Самбург (в 60 километрах на западе), Тазовский (в 85 километрах на северо-западе), Уренгой (в 80 километрах на юго-западе). От поселка Уренгой до месторождения построена асфальтированная дорога.

2 Геологическое строение сеноманской залежи [3]

2.1 Стратиграфия

Глубокими разведочными скважинами вскрыты мезокайнозойские отложения. Наиболее полно осадочный разрез вскрыт в скважине 83.

Юрская система

Нижний и средний отделы

Тюменская свита

Представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с редкими прослоями и пластами углей. Кровля свиты перекрывается трансгрессивными морскими осадками верхней юры и соответствует отражающему горизонту “Т”. Толщина свиты до 1370 метров.

Верхнеюрский отдел

В составе верхней юры выделяются васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Васюганская свита представлена аргиллитами с тонкими прослоями песчаников и алевролитов. Толщина свиты от 67 до 74 метров.

Георгиевская свита сложена песчаниками, алевролитами с прослоями песчаника. Толщина свиты от 22 до 75 метров.

Баженовская свита сложена аргиллитами и является надежным маркирующим стратиграфическим и сейсмоотражающим горизонтом “Б”. Толщина свиты от 10 до 11 метров.

Меловая система

Нижний мел

В составе нижнемеловых отложений выделяется три свиты: мегионская, заполярная, малохетская и нижняя часть покурской свиты.

Мегионская свита сложена аргиллитами темно-серыми до серых с прослоями серых алевролитов и песчаников. К песчаным пластам БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁² приурочены промышленные запасы газоконденсата и нефти.

Ранневаланжинский возраст свиты установлен по фауне и споровопыльцевым комплексам. Толщина свиты изменяется от 353 до 538 метров.

Преимущественно сероцветными песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями глин представлена заполярная свита (суходудинская).

По литологическому составу свита разделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита характеризуется преобладанием в разрезе песчаных разностей (около 70%). Наиболее мощные пласты (до 90 метров и более) приурочены к нижней и верхней частям подсвиты. Промышленные скопления газоконденсата и нефти содержатся в горизонте БТ₆₋₈ и пласта БТ₂₋₃. Валанжинский возраст определен по фораминиферам. Толщина подсвиты изменяется от 400 до 485 метров.

Верхняя подсвита более заглинизирована. В нижней части разреза встречены “шоколадные” глины. Толщина подсвиты от 103 до 145 метров.

Толщина свиты от 409 до 485 метров.

Малохетская свита несогласно залегает на различных слоях заполярной свиты. Представлена, в основном, песчано-алевритовыми сероцветными породами с прослоями серых алевролитов и зеленовато-бурых углистых глин. Толщина свиты от 390 до 480 метров.

Верхний мел

Покурская свита представлена породами континентального и прибрежно-морского генезиса. По литологическим особенностям разделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита сложена глинистыми породами альб-аптского возраста. Толщина подсвиты от 510 до 550 метров.

Верхняя подсвита представлена песками, песчаниками серыми, зеленовато-серыми и алевритистыми глинами. Отсутствие выдержанных глинистых пластов в отложениях верхнепокурской подсвиты способствовало образованию огромных резервуаров, что явилось одним из важнейших факторов

формирования сеноманского газоносного комплекса. Толщина подсвиты от 140 до 200 метров.

Отложения сеноманского возраста заканчивает разрез прибрежно-континентальных осадков.

Туронские отложения начинают цикл морских осадков верхнего мела.

Кузнецовская свита представлена глинами темно-серыми, часто со слабым зеленоватым оттенком, в нижней части битуминозными, тонко и гидрослюдистыми, алевроитистыми, с незначительной примесью каолинита, содержащими обугленные растительные остатки и обломки раковин пелиципод. Толщина свиты от 75 до 140 метров.

Часельская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена глинами темно-серыми, опоковидными, в различной степени обогащенными алевроитовым материалом гидрослюдисто-хлоритового состава. Толщина подсвиты от 100 до 150 метров.

Верхняя подсвита представляет собой чередование глин темно-серых прослоями слабоопоковидных, алевроитистых и алевролитов серых, глинистых, слюдистых, плотных, иногда с обуглившимися растительными остатками. Толщина подсвиты от 500 до 600 метров.

Литология маастрихт-датских отложений (танамская свита) довольно однородна. Весь разрез представлен опоковидными глинами серыми с зеленоватым оттенком. В верхней части - глины алевроитистые, сильнослюдистые, с прослоями сидерита. Толщина свиты от 89 до 151 метров.

Палеогеновая система

Палеогеновые отложения представлены континентальными песчаными осадками нижнего палеоцена и эоцена.

Отложения палеоцена (тибейсалинская свита) сложены песками серыми и светло-серыми, кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми, каолинизированными, преимущественно мелкозернистыми. Толщина тибейсалинской свиты от 150 до 250 метров.

Отложения эоцена (люлинворская свита) имеют не повсеместное распространение вследствие их размыва. Представлены они опоковидными глинами серыми, пепельно-серыми и голубовато-серыми, участками алевритистыми. Толщина свиты от 30 до 49 метров.

Четвертичные отложения

Разрез четвертичных отложений представлен песками, глинами, супесями, суглинками. Породы содержат включения растительных остатков, гравия и гальки. Толщина отложений около 100 метров.

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении X месторождение расположено в пределах Надым-Тазовской синеклизы, Хадыряхинской моноклинали, осложненной валами (Западно-Заполярным, Ярояхинским и другими), куполовидными поднятиями (Заполярным, Тазовским) и разделяющими их прогибами (Призаполярным и др.) и котловиной (Ярояхинской).

Заполярная структура по кровле тюменской свиты представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания с размерами осей 54х108 километров и амплитудой более 250 метров. Сводовая часть поднятия находится в районе скв.3 и скв. 90. Западное крыло складки более пологое.

По кровле мегионской свиты X поднятие оконтуривается изогипсой минус 3025 метров и представляет собой одновершинную складку северо-восточного простирания с амплитудой более 250 метров и размерами осей 47х25 километров.

Аналогичная характеристика структурного плана по отложениям заполярной, малохетской и других свит.

По кровле заполярной свиты поднятие оконтуривается изогипсой минус 2450 метров, с амплитудой более 240 метров, размером 44х28 километров. По кровле ереямской свиты структура оконтуривается изогипсой минус 2025 метров с амплитудой более 250 метров и размерами 45х26 километров.

По кровле сеноманских отложений месторождение оконтуривается изогипсой минус 1300 метров с амплитудой около 210 метров, размерами 48х30 километров и имеет более сглаженные очертания складки. На рисунке 2.1 приведена структурная карта по кровле сеноманской залежи.

По кровле туронского яруса структурный план имеет унаследованный вид, оконтуривается изогипсой минус 1260 метров с амплитудой около 148 метров, размерами 38х20 километров. Отмечается закономерность в уменьшении амплитуды продуктивных горизонтов вверх по разрезу.

2.3 Нефтегазоносность

Запасы углеводородов X месторождения формируют два комплекса резервуаров: верхний – является преимущественно газоносным, приурочен к верхнемеловым отложениям; нижний - нетегазоконденсатный, приурочен к валанжинским отложениям.

Основные запасы газа связаны с отложениями сеноманского яруса. Толща вскрыта на глубинах от 1113 до 1373 метров (в абсолютных отметках от 1088.7 до 1317.9 метров).

Продуктивная толща сеномана представлена чередованием песчаных и алевролитоглинистых пластов различной толщины, неоднородных по составу. В разрезе преобладают песчано-алевритовые породы, являющиеся коллекторами газа. Толщина проницаемых пластов изменяется от 0.4 метров до 30 метров. Общая толщина по скважинам составляет 4.2 метра (скв.50) – 153.8 метров (скв.3). В газоносной части сеноманской залежи доля проницаемых пород составляет 72%.

Покрышкой для сеноманской газовой залежи являются глины туронского яруса. В верхней части туронских отложений залегает песчано-алевритовый пласт “Т”, толщиной от 30 до 35 метров, в котором в присводовой и сводовой частях структуры залегает газовая залежь. Структурная карта по кровле и геологический разрез сеноманской залежи представлены на рисунке 2.1 и рисунке 2.2 соответственно.

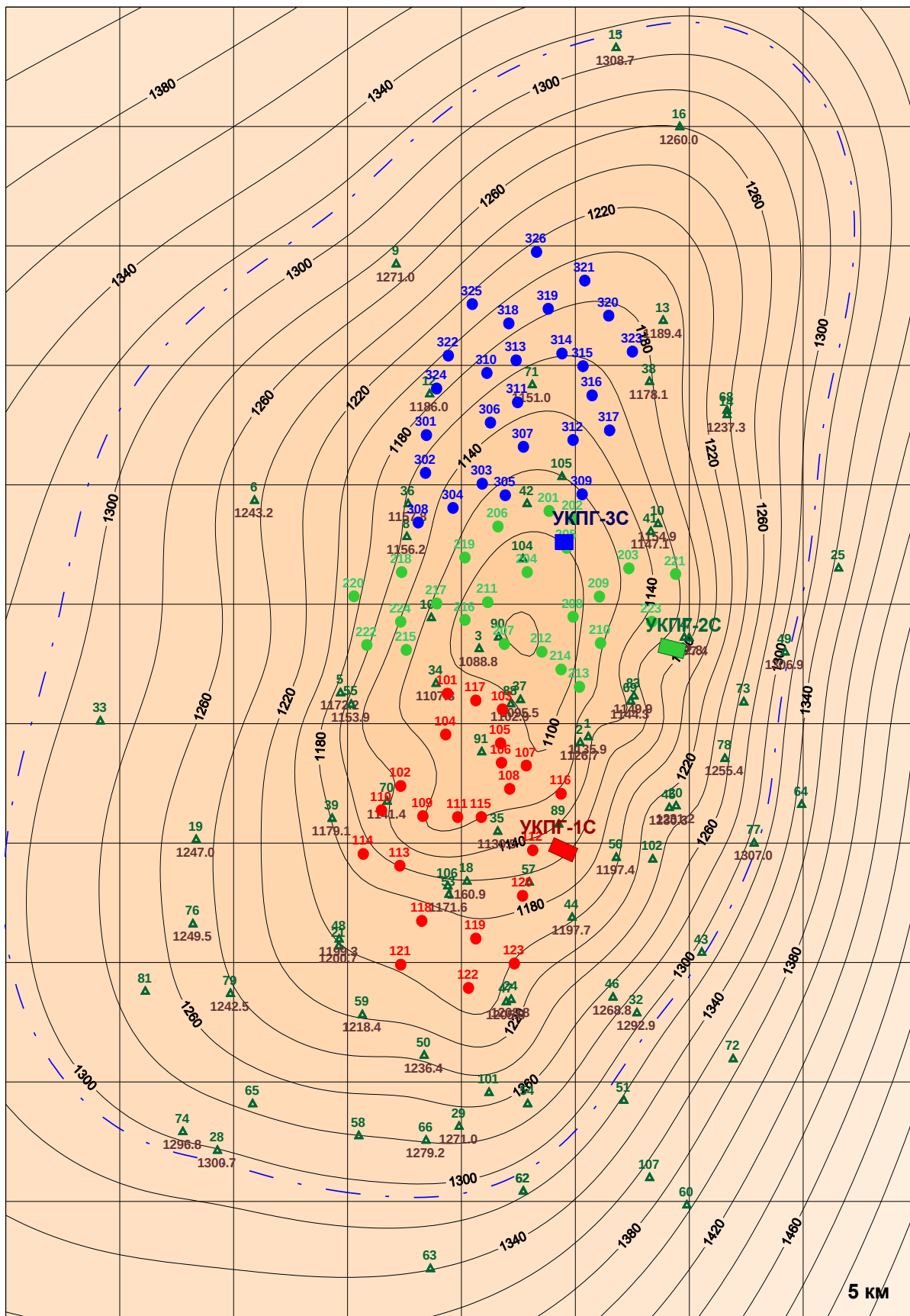


Рисунок 2.1 Структурная карта по кровле сеноманской залежи. Схема размещения кустов эксплуатационных скважин

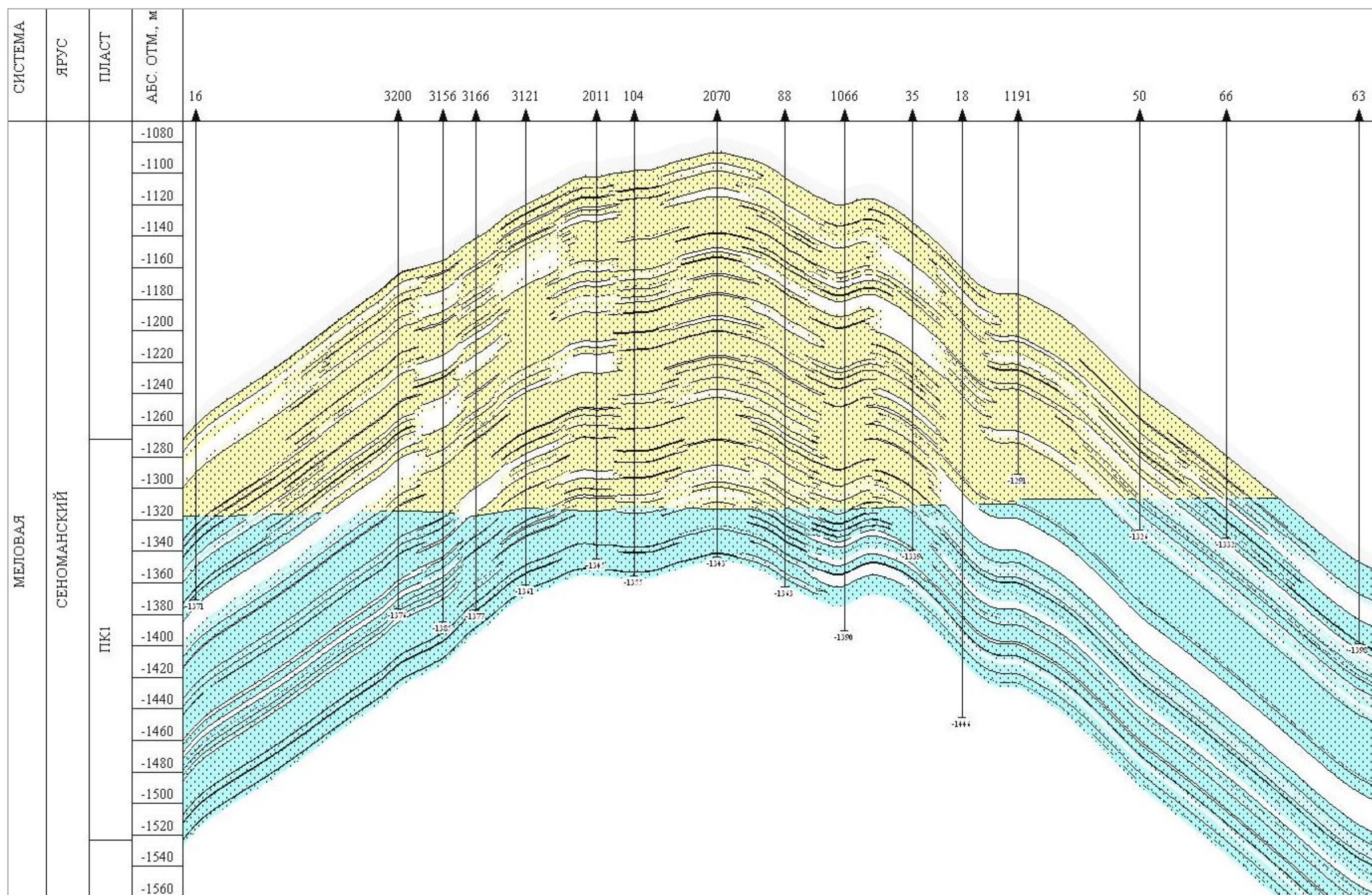


Рисунок 2.2 Геологический разрез сеноманской газовой залежи X месторождения по линии скв. 16-3200-3156-3166-3121-2011-104-2070-88-1066-35-18-1191-50-66-63 [3]

Сеноманская газовая залежь является массивной, водоплавающей. При разведке изучена по данным испытаний в 20 скважинах. Испытывались, в основном, нижние приконтактные части разреза. При испытании газонасыщенных интервалов дебиты составили от 300 до 844 тыс. м³/сут, на шайбе 22-25 миллиметров, при депрессиях 0.24-17.4 кГс/м².

Газоводяной контакт по комплексу геофизических исследований скважин прослеживается на отметках минус 1299,8-1316,9 метров. Наблюдается погружение контакта в северо-восточном направлении.

Пластовое давление в залежи соответствует гидростатическому. Учитывая значительную высоту залежи, начальное пластовое давление пересчитано на условную поверхность, делящую объем залежи пополам и отстоящую на 1/3 от плоскости ГВК. Эта плоскость находится на гипсометрическом уровне 1236 метров. Начальное пластовое давление на этой глубине равно 132.63 кГс/см² или 128.7 физ. атм. Средняя пластовая температура определена по геотермограмме скв.44 X месторождения и на глубине 1236 метров равна 28 °С.

В нижнемеловых отложениях доказана промышленная газоносность следующих пластов: БТ₂₋₃, БТ₆₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁².

Перспективы нефтегазоности ачимовских отложений слабо изучены, вскрыты в скв.5, 57, 77, 83. В скв.35 получен непромышленный приток газоконденсата, в скв.57 - приток воды с пленкой нефти, в скв.77 и 83 притока флюидов не получено.

2.4 Параметры сеноманской толщи по керну и ГИС

Физико-литологическая характеристика коллекторов

Физико-литологическая характеристика коллекторов изучалась на основе лабораторных исследований кернавого материала. Были проведены следующие виды анализов: гранулометрический, минералогический, петрографический, определение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

Продуктивная толща сеномана имеет сложное строение. Она представлена хаотичным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород различной толщины. Для определения коллекторских свойств из сеноманских

отложений отобрано 838 метров керна, с его полным отбором 116 метров пробурена скв.88 на РНО. Однако, вынесенный керн по скв.88 оказался непригоден для лабораторных исследований для определения ФЕС из-за сильной деформации и перемятости.

Пористость определена по керну на 972 образцах, из них на 533 из газонасыщенных коллекторов. Проницаемость определена на 529 образцах, в том числе на 322 из газонасыщенных коллекторов. По результатам проведенных лабораторных исследований установлены высокие коллекторские свойства пород-коллекторов сеноманской толщи.

Пористость изменяется от 17.1% до 22.2% в плотных алевролитах и слабо сцементированных песчаниках, от 30.0% до 37.5% в слабосцементированных песчаниках и алевролитах. Наиболее часто встречаются значения пористости от 30% до 36% (72% от общего количества). Средневзвешенное значение пористости по керну равно 32.2% .

Проницаемость коллекторов сеноманской толщи изменяется от единиц до тысяч мД. Наиболее часто встречаются коллектора с проницаемостью от 560 до 2500 мД.

Средневзвешенное по толщине значение проницаемости равно 1576 мД (323 определения). Средневзвешенное значение по толщине остаточной водонасыщенности (методом центрифугирования) равно 26.5%.

Толщины проницаемых пластов

Коллекторами газа являются песчаники и алевролиты слабосцементированные, в различной степени рыхлые.

Выделение коллекторов проведено по материалам ГИС с использованием диаграмм ПС, микрозондирования, малых зондов, кавернометрии.

Точность отбивки границ пластов равна 0.2 метра. Максимальная толщина выделяемого прослоя составляет 0.4 метра.

По эксплуатационным скважинам, использованы те же критерии выделения коллекторов, которые приняты ранее при подсчете запасов газа 1987 году.

Проницаемые пласты среди вмещающих пород отмечаются отрицательными амплитудами ПС, положительными приращениями на микрозондах, наличием глинистой корки на кавернограмме. Однозначно выделяются чистые и слабо глинистые песчаники. Коллекторы, представленные глинистыми песчаниками и частым переслаиванием песчано-глинистых пород, не всегда выделяются уверенно (таблица 2.1).

Таблица 2.1 Основные параметры пластов по скважинам X месторождения [2]

Но- мер сква- жины	Аль- ти- туда, м	Интервал залегания продуктивной толщи, м				Об- щая тол- щи- на, м	Эффек- тивная газона- сыщен- ная толщи- на,Нэф, м	Козф- фици- ент пес- чанис- тости, Кпес= Нэф Нобщ , %	Козф- фици- ент пори- стости, Кп, доли ед.	Кп х Нэф	Козф- фици- ент газо- насы- щен- ности, доли ед.	Кг х Нэф	Клэф	Клэф х Нэф	Козф- фици- ент прони- цаемо- сти,Кпр, мкм ²	Кпр х Нэф
		Кровля		ГВК												
		глуби- на	аболют- ная отмет- ка	глуби- на	абсолют- ная от- метка											
2	21,54	1148,2	1126,7	1327,4	1305,9	179,2	120,0	67,0	0,330	39,60	0,830	99,64	0,274	32,88	1,325	159,000
3	41,26	1130,0	1088,7	1337,6	1296,3	207,6	153,8	74,1	0,340	52,29	0,865	132,99	0,294	45,22	1,537	236,391
4	18,60	1191,4	1172,8	1331,6	1313,0	140,2	103,2	73,6	0,326	33,64	0,813	83,89	0,265	27,35	1,219	125,801
5	25,37	1197,6	1172,2	1325,2	1299,8	127,6	82,6	64,7	0,330	27,26	0,830	68,58	0,274	22,63	1,262	104,241
6	52,98	1296,2	1243,2	1367,8	1314,8	71,6	40,4	56,4	0,305	12,32	0,741	29,94	0,226	9,13	0,710	28,684
7	17,96	1195,4	1177,4	1331,4	1313,4	136,0	115,0	84,6	0,312	35,88	0,763	87,72	0,238	27,37	0,916	105,340
8	46,25	1202,4	1156,2	1358,0	1311,8	155,6	120,0	77,1	0,324	38,88	0,812	97,41	0,263	31,56	1,137	136,440
9	16,95	1288,0	1271,1	1333,2	1316,3	45,2	35,6	78,8	0,296	10,54	0,703	25,02	0,208	7,40	0,653	23,247
10	25,26	1180,2	1154,9	1338,6	1313,3	158,4	113,6	71,7	0,327	37,15	0,820	93,10	0,268	30,44	1,262	143,363
12	56,94	1243,0	1186,1	1372,4	1315,5	129,4	113,2	87,5	0,328	37,13	0,823	93,18	0,270	30,56	1,237	140,028
13	13,44	1202,8	1189,4	1315,0	1301,6	112,2	78,2	69,7	0,320	25,02	0,794	62,07	0,254	19,86	1,100	86,020
14	12,66	1250,0	1237,3	1328,0	1315,3	78,0	63,0	80,8	0,331	20,85	0,837	52,72	0,277	17,45	1,385	87,255
15	23,06	1331,8	1308,7	1340,6	1317,5	8,8	7,0	79,5	0,264	1,85	0,549	3,84	0,145	1,01	0,203	1,421
16	10,95	1271,0	1260,1	1328,6	1317,7	57,6	37,0	64,2	0,296	10,95	0,703	26,00	0,208	7,70	0,561	20,757
18	51,54	1212,4	1160,9	1353,8	1302,3	141,4	108,4	76,7	0,319	34,58	0,790	85,63	0,252	27,32	0,994	107,750
19	29,58	1276,6	1247,0	1333,4	1303,8	56,8	41,2	72,5	0,318	13,10	0,789	32,52	0,251	10,34	1,088	44,826
20	45,16	1276,4	1231,2	1356,8	1311,6	80,4	53,8	66,9	0,311	16,73	0,762	41,00	0,237	12,75	0,850	45,730
21	53,68	1254,4	1200,7	1361,4	1307,7	107,0	70,2	65,6	0,329	23,10	0,827	58,04	0,272	19,09	1,250	87,750
25	41,72	1379,0	1337,3	водоносная												
24	46,36	1255,2	1208,8	1358,4	1312,0	103,2	61,6	59,7	0,319	19,65	0,790	48,66	0,252	15,52	1,012	62,339
28	62,06	1362,8	1300,7	1370,2	1308,1	7,4	5,6	75,7	0,327	1,83	0,823	4,61	0,269	1,51	1,153	6,457
29	51,20	1322,2	1271,0	1359,2	1308,0	37,0	29,0	78,4	0,295	8,55	0,698	20,25	0,206	5,97	0,566	16,414
32	33,10	1326,0	1292,9	1343,4	1310,3	17,4	14,6	83,9	0,282	4,12	0,635	9,27	0,179	2,61	0,396	5,782
33	34,44	1353,2	1318,8	водоносная												
34	29,00	1136,8	1107,8	1337,2	1308,2	200,4	165,6	82,6	0,319	52,83	0,790	130,82	0,252	41,73	1,034	171,230
35	49,88	1180,4	1130,5	1358,4	1308,5	178,0	94,6	53,1	0,314	29,70	0,774	73,21	0,243	22,99	0,974	92,140
36	49,84	1207,6	1157,8	1362,0	1312,2	154,4	117,8	76,3	0,322	37,93	0,804	94,75	0,259	30,51	1,097	129,227

Продолжение таблицы 2.1

Но- мер сква- жины	Аль- ти- туда, м	Интервал залегания продуктивной толщи, м				Об- щая тол- щи- на, м	Эффек- тивная газона- сыщен- ная толщи- на,Нэф, м	Коэф- фици- ент пес- чанис- тости, Кпес= Нэф Нобщ , %	Коэф- фици- ент пори- стости, Кп, доли ед.	Кп х Нэф	Коэф- фици- ент газо- насы- щен- ности, доли ед.	Кг х Нэф	Кпэф	Кпэф х Нэф	Коэф- фици- ент прони- цаемо- сти,Кпр, мкм ²	Кпр х Нэф
		Кровля		ГВК												
		глуби- на	абол- ютная отмет- ка	глуби- на	абсолютная от- метка											
74	67,21	1364,0	1296,8	1376,5	1309,3	12,5	10,5	84,0	0,290	3,04	0,676	7,10	0,196	2,06	0,493	5,176
76	60,53	1310,0	1249,5	1364,5	1304,0	54,5	32,0	58,7	0,317	10,14	0,782	25,03	0,248	7,94	1,052	33,664
77	35,52	1342,5	1307,0	1348,0	1312,5	5,5	5,5	100,0	0,287	1,58	0,655	3,60	0,188	1,03	0,424	2,332
78	52,64	1308,0	1255,4	1362,0	1309,4	54,0	31,0	57,4	0,278	8,62	0,619	19,18	0,172	5,33	0,346	10,726
79	62,56	1305,0	1242,4	1373,0	1310,4	68,0	50,0	73,5	0,323	16,15	0,805	40,25	0,260	13,00	1,186	59,300
83	24,64	1174,5	1149,9	1338,0	1313,4	163,5	109,5	67,0	0,297	32,52	0,704	77,06	0,209	22,89	0,640	70,080
88	28,72	1131,6	1102,9	1341,6	1312,9	210,0	127,6	60,8	0,309	39,43	0,754	96,22	0,233	29,73	0,931	118,796
89	46,70															
90	44,40	1136,6	1092,2	1315,4	1271,0	178,8	158,0	88,4	0,312	49,33	0,754	119,13	0,238	37,19	0,897	141,670
91	49,10															
101	51,00	1303,0	1252,0	1360,0	1309,0	51,0	33,0	64,7								
102	50,30	1285,5	1235,2	1366,0	1315,7	80,5	57,3	71,2								
103	45,50	1161,2	1115,7	1356,5	1311,0	195,3	158,2	81,0								
104	40,30	1138,0	1097,7	1300,0	1259,7	162,0	134,9	83,3	0,320	43,15	0,781	105,34	0,252	33,70	1,054	142,160
105	57,94	1171,0	1113,1	1300,0	1242,1	129,0	106,0	82,2	0,342	36,29	0,836	88,58	0,289	30,33	1,523	161,440
106	56,00	1220,0	1164,0	1359,5	1303,5	139,5	111,4	79,9								
107	40,30	1379,6	1339,3	водоносная												
1026	57,00	1192,8	1135,8	1371,6	1314,6	178,8	111,4	62,3	0,315	35,09	0,775	86,29	0,244	27,18	1,072	119,421
1040	52,50	1165,6	1113,1	1366,4	1313,9	200,8	128,6	64,0	0,329	42,31	0,827	106,32	0,272	34,98	1,306	167,952
1094	54,00	1174,0	1120,0	1368,2	1314,2	194,2	137,6	70,9	0,328	45,13	0,826	113,69	0,271	37,29	1,336	183,834
1101	58,00	1202,8	1144,8	1361,2	1303,2	158,4	100,4	63,4	0,306	30,72	0,745	74,81	0,228	22,89	0,828	83,131
1111	52,40	1171,0	1118,6	1365,0	1312,6	194,0	102,6	52,9	0,327	33,55	0,820	84,09	0,268	27,50	1,243	127,532
1130	55,40	1223,6	1168,2	1368,4	1313,0	144,8	124,8	86,2	0,304	37,94	0,730	91,14	0,222	27,71	0,803	100,214
Итого :						6687,5	4671,2			1483,20		3661,80		1165,75		4933,063
Средневзвешенные значения (по эффективной газонасыщенной толщине)									0,318		0,784		0,250		1,056	
Значения параметров в целом по месторождению																
Кп(взв)=0.318 Кг(взв)=0.784 Кпр(взв)=1.057 Кпэф(взв)=0.250																

Продолжение таблицы 2.1

Но- мер сква- жины	Аль- ти- туда, м	Интервал залегания продуктивной толщи, м				Об- щая тол- щи-	Эффек- тивная газона- сыщен-	Коеф- фици- ент пес- чанис- тости, Кпес= Нэф Нобщ , %	Коеф- фици- ент пори- стости, Кп, доли ед.	Кп х Нэф	Коеф- фици- ент газо- насы- щен- ности, доли ед.	Кг х Нэф	Кпэф	Кпэф х Нэф	Коеф- фици- ент прони- цаемо- сти, Кпр, мкм ²	Кпр х Нэф
		Кровля		ГВК												
		глуби- на	абсолютная отмет- ка	глуби- на	абсолютная от- метка											
Эксплуатационные наклонные скважины																
Параметры рассчитаны на вскрытую часть разреза																
1073	53,33	1237,0	1162,0			181,4	140,4	77,4	0,330	46,39	0,810	113,71	0,269	37,57	1,233	173,170
1074	53,38	1261,0	1181,0			164,0	121,6	74,1	0,332	40,36	0,816	99,27	0,273	32,95	1,289	156,710
1076	53,58	1262,4	1176,0			88,0	54,8	62,3	0,340	18,60	0,849	46,51	0,289	15,79	1,448	79,370
1081	53,16	1261,0	1207,8			151,4	104,6	69,1	0,305	31,85	0,729	76,26	0,224	23,22	0,759	79,380
1082	53,00	1249,0	1167,0			150,6	123,0	81,7	0,335	41,25	0,827	101,77	0,280	34,13	1,370	168,490
1083	52,26	1236,4	1184,1			164,2	135,6	82,6	0,332	45,01	0,810	109,78	0,271	36,44	1,270	172,230
1161	51,16	1184,6	1133,4			142,4	107,2	75,3	0,339	36,29	0,827	88,63	0,283	30,00	1,448	155,200
1162	51,20	1287,0	1188,0			138,4	117,4	84,8	0,339	39,79	0,830	97,49	0,284	33,04	1,461	171,540
1163	51,48	1262,0	1173,0			161,0	135,0	83,9	0,332	44,79	0,817	110,30	0,273	36,60	1,291	174,330
1164	51,66	1280,4	1186,0			144,2	124,2	86,1	0,335	41,58	0,827	102,74	0,279	34,40	1,352	167,960
1165	51,72	1271,0	1182,0			155,6	126,4	81,2	0,341	43,08	0,842	106,48	0,288	36,29	1,465	185,210
1166	51,80	1258,0	1179,0			159,6	131,0	82,1	0,341	44,71	0,827	108,27	0,285	36,95	1,465	191,860
1172	48,70	1226,0	1157,0			187,4	163,2	87,1	0,320	52,27	0,779	127,18	0,252	40,74	1,057	172,450
1173	48,95	1219,0	1161,0			186,4	161,4	86,6	0,316	50,95	0,776	125,20	0,246	39,53	0,938	151,390
1174	49,05	1237,0	1159,0			188,6	128,4	68,1	0,306	39,29	0,733	94,16	0,227	28,81	0,793	101,760
1175	49,05	1221,0	1152,0			279,0	176,4	63,2	0,315	55,62	0,763	134,66	0,244	42,46	0,989	174,540
1176	48,80	1226,0	1160,0			194,0	141,8	73,1	0,323	45,80	0,794	112,56	0,259	36,36	1,123	159,250
2086	42,36	1145,8	1103,4			167,2	124,8	74,6	0,319	39,85	0,780	97,38	0,251	31,09	1,044	130,260
2087	42,48	1219,8	1091,6			184,2	142,2	77,2	0,338	48,02	0,832	118,27	0,283	39,94	1,421	202,070
2092	34,13	1236,2	1116,3			183,8	117,2	63,8	0,321	37,64	0,790	92,58	0,255	29,74	1,071	125,490
2094	34,55	1210,6	1105,4			184,8	134,6	72,8	0,348	46,88	0,846	113,84	0,297	39,65	1,595	214,670

Наиболее высокие значения эффективных газонасыщенных толщин характерны для сводовой части. Так, по скв.3 она составляет 153.8 метра. Минимальное значение эффективной толщины равно 4.2 метра (скв.49).

2.5 Состав газа

Газ сеноманской продуктивной толщи имеет метановый состав (содержание CH_4 – 98.33%). Газ сухой, содержание тяжелых углеводородов в среднем составляет 0.13%. Содержание азота составляет 1.1%, углекислого газа – 0.33%. В непромышленных концентрациях содержатся инертные газы $\text{Ar}+\text{He}$ – 0.013%. В незначительном количестве присутствует водород (0.006%), этан (0.11%), пропан (0.2%), бутан (следы). Подробно состав газа сеноманской залежи указан в таблице 2.2.

Таблица 2.2 Состав пластового газа сеноманской залежи (по разведочным скважинам)

Количество проб	Состав газа в объемных процентах по воздуху									
	CO_2	N_2	He	Ar	H_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}
29	0.33	1.1	0	0.005	0.006	98.33	0.11	0.02	следы	н/обн.

Относительный удельный вес газа по воздуху составляет 0.56. Низшая теплотворная способность колеблется в пределах 7732-8170 ккал, составляя в среднем 7886 ккал. Среднекритические параметры, рассчитанные для среднего состава газа, составляют: $P_{\text{кр}}=46.86$ кГ/см², $T_{\text{кр}} = 190.18^\circ\text{K}$. Коэффициент сверхсжимаемости равен 0.836.

2.6 Гидрогеологическая характеристика

Сведения о подземных водах месторождения получены в результате опробования 83 водяных, водогазовых и водонефтяных объектов в 37 разведочных скважинах. В разрезе осадочного чехла в районе X месторождения

вскрыты два водонапорных комплекса: верхневаланжин-барремский и апт-сеноманский, отделенные регионально выраженным турон-палеогеновым водоупором от четвертичного водоносного комплекса. В разрезе водоупора также прослеживаются имеющие зональное распространение туронский и верхнепалеоценовый водонапорные горизонты.

Апт-сеноманский комплекс, к верхней части которого приурочена сеноманская газовая залежь, охватывает проницаемые горизонты покурской свиты, толщина которой изменяется от 1090 до 1210 м.

При опробовании аптского и сеноманского горизонтов получены притоки воды с дебитами от 1 до 563 м³/сут при динамических уровнях от 28 до 680 м. Пластовые давления воды гидростатические. Средние пластовые температуры изменяются по разрезу комплекса от 29 до 59⁰С.

Воды хлоридные натриевые (хлор-кальциевого типа) с минерализацией, увеличивающейся от 10.2 г/л в аптском горизонте до 17.0-17.2 г/л в сеноманском горизонте. Газонасыщенность подошвенных вод сеноманской газовой залежи (от 260 до 600 см³/л), замеренная на X месторождении, явно занижена. При замерах на других месторождениях севера Западной Сибири (Тазовское, Русское, Южно-Русское, Уренгойское и др.) она изменяется от 1800 до 2200 см³/л.

3 Общая характеристика производственного объекта [1]

3.1 Добыча газа.

Для обеспечения добычи газа в объеме 35.0 млрд. м³/год проектом разработки было предусмотрено 159 эксплуатационных скважин, сгруппированные в 24 куста (а также проектом предусмотрены: одиночные наблюдательные скважины 8Н, 9Н, 11Н; пьезометрические 6П, 7П и наблюдательные в составе кустов 203, 206, 207, 208, 215, 216). На площадке куста располагается от 5 до 7 скважин. Коэффициент эксплуатации скважин принят равным 0.95.

Для обеспечения добычи газа по сеноманской залежи ЗНГКМ в объеме 115 млрд. м³/год в конце 2011г. на ГП-2С введены в эксплуатацию 12 дополнительных эксплуатационных скважин. Строительство реализовано в соответствии с проектом ОАО «ВНИПИгаздобыча» (г. Саратов). «Расширение обустройства сеноманской залежи X НГКМ». Вновь введенные скважины сгруппированы в 4 куста по 3 скважины. Общее количество эксплуатационных скважин на ГП-2С составило 171 единиц, сгруппированных в 28 КГС, что указано в таблице 2.1.

Таблица 3.1 Фонд скважин УКПГ-2С

Наблюдательные скважины:	9 скв.
Пьезометрические скважины:	2 скв.
Поглощающие скважины:	3 скв.
Эксплуатационные скважины:	171 скв.

Газосборные сети представляют собой систему внутрипромысловых газосборных шлейфов с условными диаметрами 300 и 400 мм, предназначенную для подачи газа от 28 кустов скважин на установку комплексной подготовки газа. Схема сбора газа лучевая. Прокладка газопроводов шлейфов - подземная в теплоизоляции. Схема сбора газа представлена на рисунке 3.1.

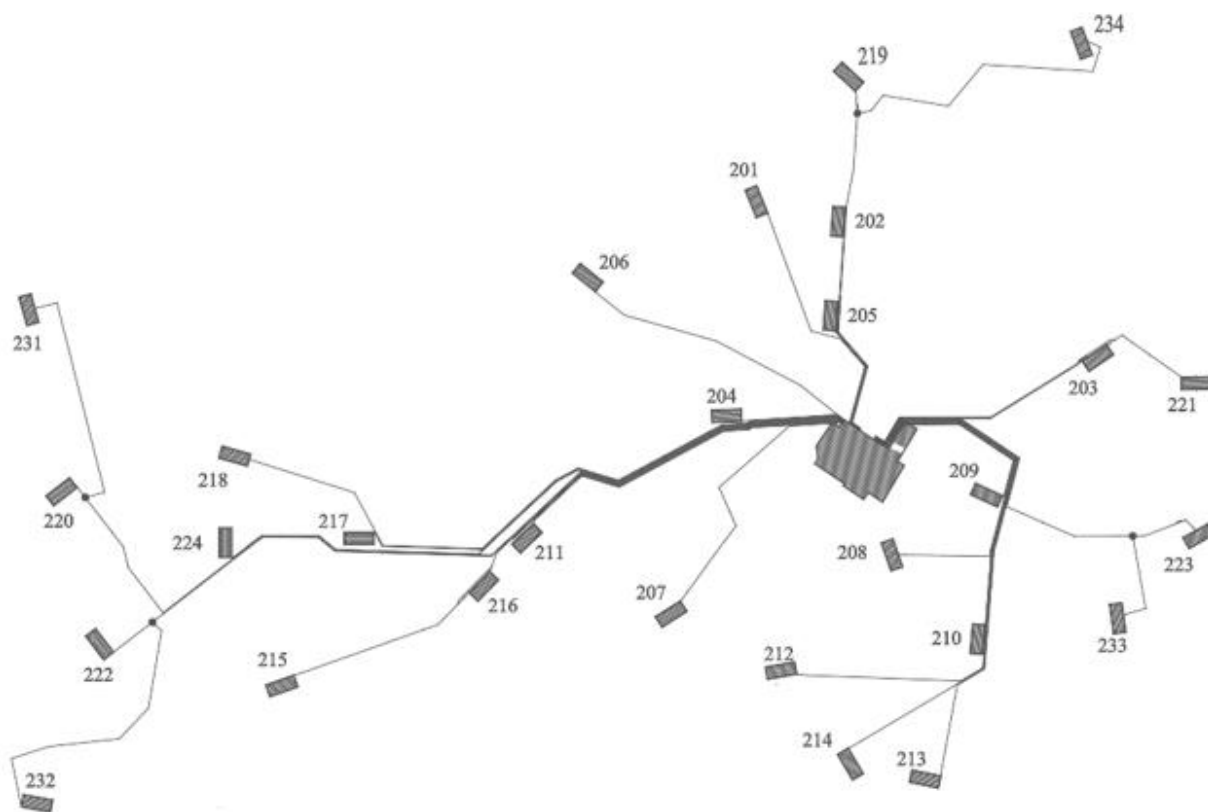


Рисунок 3.1 Схема сбора газа на УКПГ-2С [1]

ГСК введенных в 2011 г КГС №№ 231, 232, 233, 234 подключены к действующим газосборным коллекторам-шлейфам КГС №№220, 222, 223, 219 соответственно через крановые узлы.

Характеристика газопроводов-шлейфов приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Характеристика газопроводов-шлейфов [1]

№ шлейфа от КГС	Кол-во скважин, Э+Н, шт.	№ ЗПА	Длина шлейфа до границы проектирования, м	Диаметр шлейфа, мм	Длина подхода шлейфа, м	Диаметр подхода шлейфа, мм	Общая длина, м
201	7	1	3112	426	404	325	3516
202	7	2	2571	325	451	325	3022
203	7+1	2	2800	426	293	325	3093
204	7	1	1187	325	553	325	1740
205	7	2	1269	325	452	325	1721
206	7+1	1	3522	426	482	325	4004
207	7+1	1	3385	426	455	325	3840
208	7+1	2	4121	426	343	325	4464
209	7	2	2175	426	356	325	2531
210	7	2	3887	426	333	325	4220
211	7	1	4157	426	471	325	4628
212	7	2	6716	426	324	325	7040
213	7	2	5891	426	308	325	6199
214	7	2	6390	426	316	325	6706
215	7+1	1	7686	426	494	325	8180
216	7+1	1	4902	426	478	325	5380
217	7	1	6252	426	540	325	6792
218	7	1	8105	426	743	325	8848
219	7	2	4238	426	441	426	4679
220	5	1	10977	426	514	325	11491
221	5	2	4432	325	276	325	4708
222	5	1	9859	426	498	325	10357
223	5	2	4905	325	291	325	5196
224	6	1	8092	426	524	325	8616
231 (до шл.220)	3	1		426			2384
232 (до шл.222)	3	1		325			2632
233 (до шл.223)	3	2		325			831
234 (до шл.219)	3	2		426			3057
Всего:	171+6						139875

Конструкция скважины следующая:

- кондуктор диаметром 245 мм, Н=550 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм до проектной глубины;
- лифтовая колонна (НКТ) диаметром 114 мм.

На КГС 231-234, введённых в эксплуатацию в конце 2011г. (проект «Расширение обустройства сеноманской залежи Х НГКМ»), принята следующая конструкция субгоризонтальных скважин (субгоризонтальные участки 300 м):

- кондуктор диаметром 245 мм, Н=550 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм до проектной глубины (1 м. ниже кровли сеномана);
- лифтовая колонна (НКТ) диаметром 114 мм;
- фильтр-хвостовик (щелевой фильтр типа ФС114.24НГ) диаметром 114 мм.

Устья эксплуатационных скважин размещаются на едином кустовом основании в 40 метрах друг от друга. Для оборудования устья скважин на КГС №№201-224 используется фонтанная арматура АФ-6 Ду100, Ру21.0 - Воронежского механического завода, на введённых в эксплуатацию в 2011г. КГС №№ 231-234 используется фонтанная арматура АФ6 Ду100, Ру14,0 Воронежского механического завода и ОАО «Зеленодольского завода имени А.М. Горького».

План куста скважин №212 из семи скважин представлена, как образец, на рисунке 3.2.

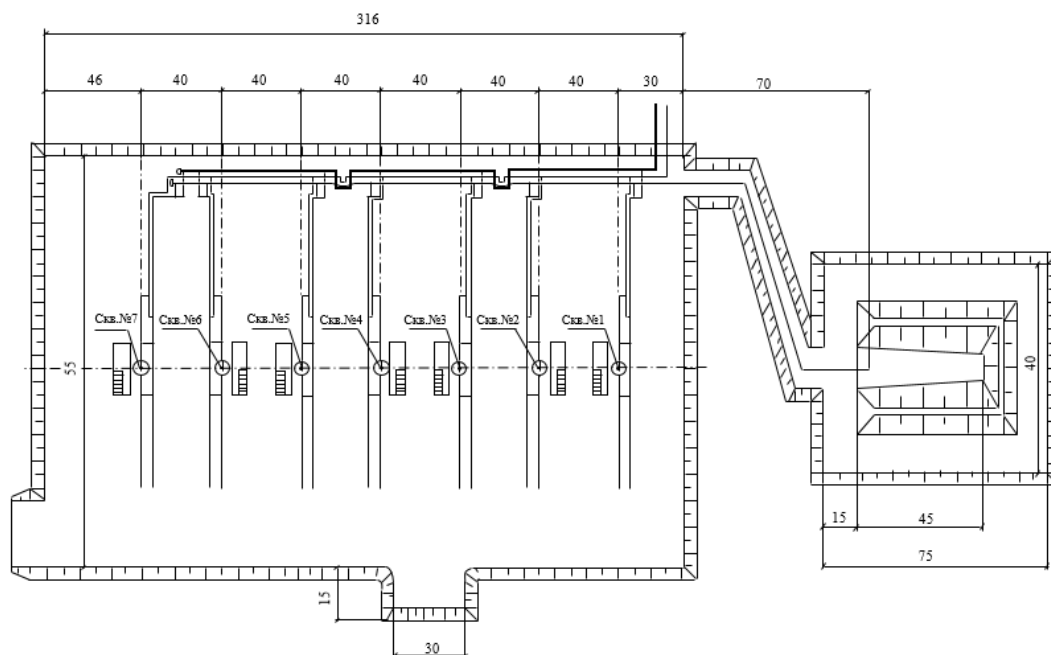


Рисунок 3.2 План куста газовых скважин №212

При эксплуатации сырой газ от устья, через отводы фонтанной арматуры скважин куста, по манифольду, поступает в газосборный коллектор и далее транспортируется по шлейфу на УКПГ. На скважинах КГС №№201-224 на линиях от фонтанной арматуры до шлейфа установлены устройства сужающие быстросменные УСБ-100-16, комплексные преобразователи модели "ГиперФлоу – 3Пм", передающие информацию о расходе, давлении и температуре газа по каждой скважине на КП телемеханики. На скважинах КГС №№231-234 на линиях от фонтанной арматуры до шлейфа установлены нестандартные сужающие устройства (НСИ) с изменяемым перепадом давления, клапаны-регуляторы расхода газа с электроприводом (Mokveld, Голландия), блок СПИ (система подачи ингибитора), позволяющий измерять и регулировать расход ингибитора поскважинно. Для автоматического перекрытия трубопровода природного газа при аварийном понижении давления в нем (отключение скважины при порыве шлейфа) на КГС №№201-224 до врезки в ГСК предусмотрено устройство отсекающее УО1610А (Ду100, Ру16), на КГС №№231,232,233,234-клапан односторонний отсечной КОО 100х16.

При транспортировке газа по коллекторам происходит его охлаждение за счёт теплообмена с окружающей средой (в зимнее время), а также за счёт

незначительного дросселирования, связанного с потерями давления на трение. Природный газ находится в условиях полного насыщения влагой (относительная влажность - 100%), и при снижении температуры возможно гидратообразование. Для предупреждения возможного гидратообразования предусмотрена постоянная подача метанола в затрубье и в выкидные линии скважин. Метанол подается из зданий переключающей арматуры (ЗПА-1 и ЗПА-2) через узлы распределения метанола по трубопроводам диаметром 57×4 мм.

3.2 Сооружения основного производства.

На сооружениях основного производства УКПГ-2С осуществляется очистка и осушка природного газа в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93. Размещение зданий и сооружений основного и вспомогательного производства УКПГ-2С приведен на рисунке 3.3.

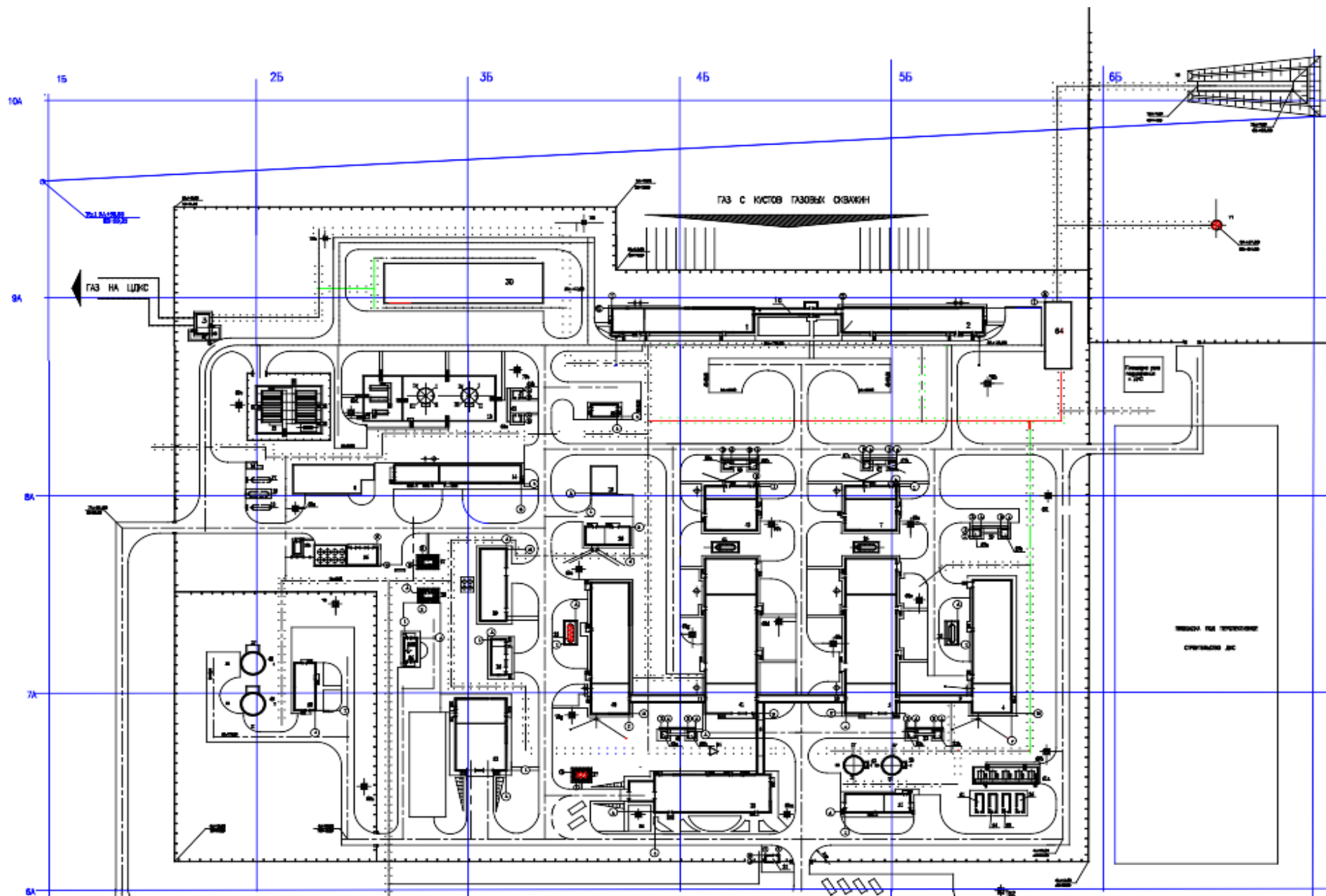


Рисунок 3.3 Схема размещения зданий УКПГ-2С [1]

На УКПГ-2С применена типовая установка гликолевой осушки газа с использованием технологических блоков разработки ДООА “ЦКБН” (г. Подольск), поставляемых комплектно со средствами контроля и автоматизации.

Учитывая суровые природно-климатические условия, существующие в районе X месторождения, для обеспечения нормальной работы и бесперебойной подачи газа в систему магистральных газопроводов Заполярное - Уренгой УКПГ-2С запроектирована автономной в обеспечении энергоресурсами: электроэнергией, водой. Наличие складов метанола, гликоля и дизельного топлива позволяет длительное время обходиться без подвоза этих материалов и реагентов.

Основные показатели работы УКПГ-2С представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 Основные показатели работы УКПГ-2С

Количество газа, подаваемого в магистральный газопровод (МГ), млрд. м ³ /год	37.0
Давление газа на выходе в МГ, МПа	Не более 7.5
Температура газа на выходе в МГ, летний период в зимний период °С	0 ÷ 14 минус 2 ÷ 0
Точка росы газа по влаге на выходе в МГ, °С: в летний период в зимний период	минус 14 минус 20

Природный газ от кустов газовых скважин транспортируется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). С помощью оборудования в зданиях переключающей арматуры (ЗПА) возможно отключение шлейфов от УКПГ, переключение шлейфов на свечу или на горизонтальное факельное устройство.

Подготовка природного газа к транспорту осуществляется методом абсорбционной осушки с применением в качестве абсорбента диэтиленгликоля. В качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол. Перед абсорберами, в сепараторах предусмотрена предварительная промывка газа рефлюксной водой, что в значительной мере исключает загрязнение гликоля солями, поступающими с пластовой водой и предотвращает прогорание труб в огневых регенераторах. Единичная пропускная способность абсорберов – 10,8

млн. м³/сут. Количество технологических линий осушки - 12. Регенерация гликоля - огневая, производительность технологической линии установки – 16 500 кг/ч ÷ 18 650 кг/ч. Количество технологических линий - четыре.

3.3 Сооружения вспомогательного производства.

Система промышленного водоснабжения предназначена для обеспечения нужд хозпитьевого, производственного и противопожарного водоснабжения и включает в себя следующие сооружения: хозпитьевой, производственный и противопожарный водопровод; два резервуара по 700 м³ (поз. 48, 49); насосную станцию хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного водоснабжения (поз. 50).

Система утилизации промышленных и бытовых стоков предназначена для их сбора и обработки и включает в себя: систему сбора и транспортировки производственных и бытовых стоков; канализационную насосную станцию (КНС) для солесодержащих стоков (поз. 87); (КНС) для хозбытовых и бытовых стоков (поз. 37, 38, 83, 97); (КНС) для взрывоопасных стоков (поз. 32, 59, 63, 65, 66, 67, 92, 93); резервуар V=400 м³ аварийный для промстоков (поз. 91); резервуар V=400 м³ аварийный для бытовых стоков (поз. 99); резервуар V=200 м³ для очищенных стоков (поз. 100); установка блочно-модульная по очистке производственных сточных вод «Универсал» ПР-250 производительностью до 250 м³/сут (поз. 164); станции очистки хозяйственно-бытовых стоков (поз. 103, 104, 105); горизонтальная факельная установка ГФУ-2М, размещенная на площадке поглощающих скважин; насосная по закачке промстоков в пласт (поз. 101); поглощающие скважины 21П, 22П, 23П.

Система снабжения воздухом КИП и А обеспечивает сухим сжатым воздухом исполнительные механизмы приборов контроля и автоматизации и включает в себя компрессорную сжатого воздуха Q=700 м³/ч.

Система электроснабжения промысла состоит из основного и резервного (аварийного) электроснабжения.

Система основного электроснабжения и состоит из шести комплектных двухтрансформаторных подстанций типа 2КТПСН-6/0,4 кВ, каждая из которых

имеет по два кабельных ввода 6 кВ от ЗРУ-6кВ. Диспетчерское наименование закрытого распределительного устройства 6 кВ - 55РП-6, диспетчерское наименование трансформаторных подстанций следующее:

- 55ТП-1 (поз.41) - трансформаторная подстанция 2х1000 кВт цеха регенерации ДЭГа-2;
- 55ТП-2 (поз.5) - трансформаторная подстанция 2х1000 кВт цеха регенерации ДЭГа-1;
- 55ТП-3 (поз.51) - трансформаторная подстанция 2х400 кВт станции автоматического пожаротушения (насосных);
- 55ТП-4 (поз.35) - трансформаторная подстанция 2х630 кВт котельной;
- 55ТП-5 (поз.102) - трансформаторная подстанция 2х250 кВт площадки КОС;
- 5ТП-6 (поз.60) - трансформаторная 2х1000 кВт подстанция площадки АВО газа.

Все трансформаторные подстанции промысла снабжены устройством АВР - автоматического ввода резерва, когда при исчезновении напряжения 6 кВ на одном из вводов, отключается вводной выключатель 0,4 кВ этого ввода и включается секционный выключатель. При появлении напряжения на вводе 6 кВ, устройство автоматики восстанавливает схему электроснабжения подстанции по двум вводам.

Источниками резервного (аварийного) электроснабжения являются электростанции дизельные автоматизированные типа "Звезда-630НК-01МЗ" контейнерного исполнения, мощностью 630 кВт (поз. 36, 54, 55, 61) и дизельная электростанция ДЭУ-200,3 контейнерного исполнения мощностью 200 кВт (поз.106). Подстанции 55ТП-1, 55ТП-2, 55ТП-3, 55ТП-4, 55ТП-5 имеют третий ввод от аварийных дизельных электростанций соответственно от ДЭС-1, ДЭС-2, ДЭС-3, ДЭС-4, ДЭС-5 и систему автоматического перевода их на резервное электроснабжение от дизельных электростанций.

Комплексная система пожаротушения предназначена для предотвращения и тушения пожаров, возникающих на объектах промысла, и включает в себя: систему внешнего и внутреннего водяного пожаротушения; систему автоматического пожаротушения воздушно-механической пеной и водяное

орошение; систему автоматического порошкового пожаротушения; установки газового пожаротушения

Система внешнего и внутреннего водяного пожаротушения объединена с системой промышленного и бытового водоснабжения и включает: два резервуара воды по 700 м³ каждый (поз. 48, 49); насосную станцию хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного водоснабжения (поз. 50); кольцевую сеть объединенного хозяйственно-противопожарного водовода с пожарными гидрантами, а также кранами, установленными внутри помещений категории А и В.

Автоматическая система пожаротушения воздушно-механической пеной включает в себя: два водяных резервуара по 400 м³ каждый (поз. 52, 53); насосную станцию автоматического пожаротушения (поз. 51); систему пожарных трубопроводов; узлы задвижек пожаротушения.

Установки газового пожаротушения установлены в: комплектных трансформаторных подстанциях (КТП) (поз. 5, 41); дизельных электростанциях (ДЭС) №1, 2, 3, 4, 5.

Установки автоматического порошкового пожаротушения установлены в: блоках распределения метанола (поз. 1, 2).

Во всех производственных и административно-бытовых помещениях установлены приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением.

В производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление больших количеств горючих газов, аварийная вентиляция совместно с основными системами обеспечивает дополнительный воздухообмен. Нагрев воздуха в системах вентиляции осуществляется калориферными установками.

Приточно-вытяжная вентиляция сблокирована с системой автоматического пожаротушения. При появлении сигнала "Пожар" в соответствующем цехе происходит отключение приточно-вытяжной вентиляции

и перекрытие клапанов огнепреградительных (КЛОП) на проходах воздухопроводов через противопожарные стены из венткамер в основное помещение.

Газоснабжение промысла указано на рисунке 3.4 включает в себя следующие основные объекты:

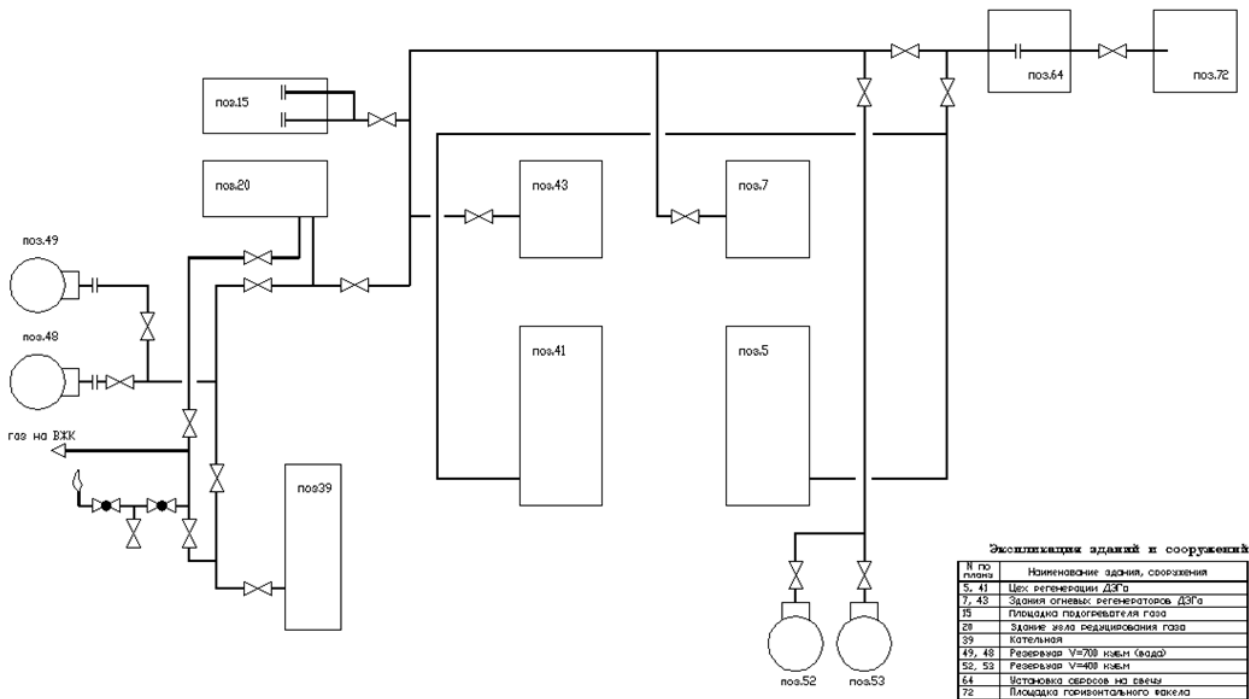


Рисунок 3.4 Схема газа собственных нужд до позиций с газопотребляющим оборудованием.

4 Описание технологического процесса [1]

4.1 Внутриплощадочные трубопроводы

Общая схема внутриплощадочных трубопроводов дана на рисунке 4.1. На схеме помещены все здания и сооружения объектов основного производства УКПГ-2С, технологические линии, соединяющие эти сооружения, а также арматура, установленная на них вне сооружений. Номера зданий и сооружений на схеме и в экспликации соответствуют их позициям на генеральном плане (ГП) УКПГ-2С.

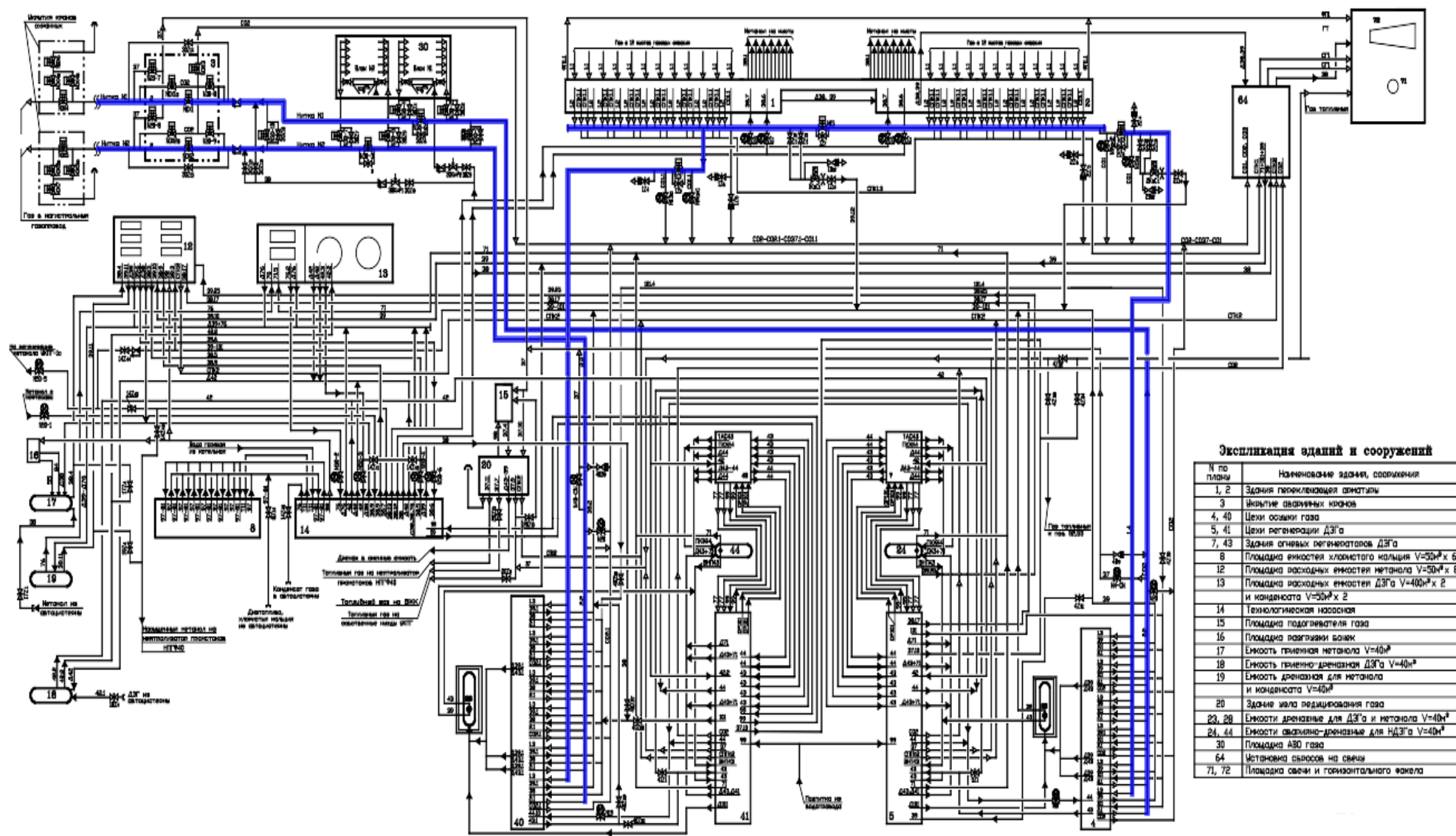


Рисунок 4.1 Общая схема потоков по технологическим трубопроводам [1]

4.2. Здания переключающей арматуры

Сырой газ от 28 кустов скважин по 24 шлейфам (8 КГС работают по схеме «2 куста в один шлейф») с давлением до 7,65 МПа и температурой $T = 7.0 \div 15,0$ °С поступает во входные линии зданий переключающей арматуры (ЗПА-1 и ЗПА-2).

Входные линии ЗПА обеспечивают подачу газа из шлейфов на установки осушки или прекращения этой подачи, продувку шлейфов на горизонтальное факельное устройство (ГФУ), сброс газа из шлейфов на свечу, редуцирование давления газа.

Продувочные линии объединяются в коллектор, отводящий газ продувки на ГФУ. На выходе коллектора из ЗПА установлен отключающий пневмоприводной кран с дистанционным управлением.

Линии освобождения входных ниток на свечу с задвижками объединяются в коллектор, по которому газ отводится в установку сбросов на свечу, поз. 64 по РП.

Метанол в каждое ЗПА подается из технологической насосной (поз.14 по РП) по двум метанолопроводам через электроприводные задвижки. Для оперативного заполнения системы метанолом подводящие трубопроводы внутри зданий объединены байпасом с отключающей задвижкой 1(2)Z16 (Ду50, Ру16). На каждом метанолопроводе установлено по два фильтра 10Ф-1(рабочий и резервный). От фильтров метанол распределяется по трубопроводам к УВМ-1 входных линий. На каждом трубопроводе установлено устройство замера и дозирования метанола.

От фильтров метанол распределяется по трубопроводам на кусты газовых скважин. На этих трубопроводах установлены аналогичные устройства замера и дозирования метанола.

Сырой газ из входных линий поступает в выходной коллектор диаметром 1020 мм, расположенный за пределами ЗПА и далее двумя коллекторами диаметром 1020 мм с кранами пневмоприводными (Ду1000, Ру8) отводится в цеха осушки газа (от ЗПА-1 в цех, поз. 40, и от ЗПА-2 в цех, поз. 4). Участок

коллектора с линиями от ЗПА1 отделен от участка с линиями от ЗПА2 краном пневмоприводным (Ду1000, Ру8). Оба участка коллектора имеют по две линии для их освобождения на свечу с задвижками электроприводными (Ду100, Ру16).

Для удаления жидкости, которая может накапливаться в нижней части выходного коллектора, в схеме предусмотрены узлы отвода жидкости в трап на площадку расходных емкостей метанола (поз.12 по РП). На линиях отвода жидкости установлены датчики уровня и клапаны запорные соленоидные (Ду80, Ру16) с отключающими задвижками.

4.3. Цех осушки газа

На схеме, кроме технологических линий установок осушки в цехах №1 и №2 (поз. 4 и поз. 40 по ГП) изображены ёмкости дренажные для ДЭГа и насыщенного метанола, установленные на отдельных площадках (поз. 23 и 28).

Сырой газ с давлением до 7.65 МПа и температурой $T = 7.0 \div 15.0$ °С по коллектору-гребенке диаметром 1020 мм подается в цех осушки. Подключение технологических ниток установки осушки выполнено непосредственно от распределительного коллектора-гребенки шестью трубопроводами диаметром 426 мм. Применение коллектора - гребенки исключает возможность скопления в нем жидкости и залповый ее вынос в технологические нитки осушки.

В каждом цехе осушки установлено по шесть идентичных технологических линий производительностью 10,8 млн. м³/сут каждая. Назначение установки - отделение от газа мехпримесей и воды.

Кроме того, в составе каждого цеха есть ёмкость дренажная для ДЭГа и насыщенного метанола, обслуживающая все технологические линии установки.

Каждая технологическая линия осушки газа содержит в своем составе:

- блок газосепаратора с промывочной секцией;
- блок абсорбера;
- арматурный блок абсорбера.

На линии входа газа в блок газосепаратора установлен кран проходной пневмоприводной (Ду400, Ру12.5) с байпасной линией, укомплектованной

задвижкой (Ду50, Ру35). Байпас предназначен для плавного увеличения давления в аппарате во время пуска.

Сырой газ из коллектора-гребенки поступает в сепаратор с промывочной секцией. Сепаратор представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1800 мм и высотой 9 950 мм, в котором последовательно расположены:

- узел входа газа с отклоняющей пластиной и коагулятором для предварительного отделения жидкости и мехпримесей;
- тарелка с центробежными элементами (ГПР353 – 109 шт.), обеспечивающая дальнейшую очистку газа от жидкости и мехпримесей;
- секция отмывки газа рефлюксной водой от солей и механических примесей, содержащая две массообменные тарелки с элементами (ГПР340 – 402 шт.). Рефлюксная вода подается на верхнюю массообменную тарелку из емкости 30Е-7 установки регенерации гликоля;
- тарелка с прямоточно-центробежными элементами (ГПР515 - 109шт.) для окончательной очистки газа от жидкости.

В результате контакта газа с водой в промывочной секции уменьшается содержание солей в газе. Промывочная вода, насыщенная солями, из кармана нижней массообменной тарелки поступает на полотно нижней сепарационной тарелки и по сливным трубам стекает в куб аппарата, где собирается вся отделённая от газа жидкость.

Насыщенный метанол (концентрацией 25÷10%) из кубовой части аппарата направляется на площадку расходных емкостей метанола (поз. 12 по РП) в трап дегазации.

Газ, очищенный от пластовой воды, мехпримесей и солей, отводится с верха блока 20С-1 и по трубопроводу диаметром 426 мм подается в блок абсорбера.

Абсорбер представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1900 мм и высотой 12150 мм. Аппарат содержит две секции: массообменную и сепарационную.

Кроме перечисленного в цехе осушки на блоках и коммуникациях установлены средства К и А, обеспечивающие функции измерения, регулирования, сигнализации, дистанционного управления и противоаварийной защиты оборудования цеха.

Осушенный газ поступает в коллектор диаметром 1020 мм, по которому направляется на площадку АВО газа (поз. 30 по ГП) и далее, через отключающие охранные краны в укрытии (поз. 3 по ГП), в газопровод подключения.

Газ на собственные нужды (топливный газ) отбирается от коллектора осушенного газа через задвижку электроприводную (Ду100, Ру16) или, в период простоя УКПГ-2С при проведении ремонтных работ, из газопровода подключения через краны пневмоприводные (оба Ду100, Ру8.0), размещенные в укрытии (поз. 3 по РП), и поступает на площадку подогревателей газа (поз. 15 по РП). Подогрев необходим для предотвращения возможного гидратообразования при редуцировании и обеспечения необходимой (20 °С) температуры топливного газа.

4.4. Площадка АВО газа, аварийные краны в укрытии

Осушенный газ из цехов осушки газа, ЦОГ1, ЦОГ2, (поз. 4, 40), по двум коллекторам диаметром 1020 мм направляется к площадке с АВО (поз. 30), где охлаждается до температуры 0 – минус 2 °С (зимой). В летний период максимально-допустимая температура газа, подаваемого в МПК, 14°С.

АВО газа состоит из 2-ух блоков. 12 секций воздушных холодильников - по 6 штук в каждом блоке. На входе и выходе каждая секция оборудована краном Ду 400, Ру 80 с ручным приводом.

В случае необходимости уменьшения ореола обмерзания трубопровода в зимнее время осуществляют дистанционное отключение АВО.

4.5. Площадка подогревателей, Здание узла редуцирования газа

На площадке размещено два блока подогревателей газа: рабочий и резервный. Газ поступает в змеевик подогревателя через клапан запорный соленоидный N20-1П-1(2), кран шаровой с ручным приводом (Ду100, Ру16) и клапан обратный поворотный (Ду80 Ру16). Нагретый до температуры 50 °С газ из змеевика последовательно проходит через клапан обратный (Ду80 Ру16), кран шаровой (Ду100, Ру16), клапан запорный соленоидный и направляется в здание узла редуцирования. Клапаны запорные осуществляют отключение змеевика подогревателя при $T_{\max}=400$ °С отходящих дымовых газов и недопустимых отклонениях параметров газа на собственные нужды в узле редуцирования.

Кроме перечисленного в блоках подогревателей установлены средства К и А, обеспечивающие функции измерения, регулирования, сигнализации, дистанционного управления и противоаварийной защиты.

Газ на собственные нужды, подогретый в подогревателях, направляется в здание узла редуцирования газа (поз.20 по РП).

Узел редуцирования разделен на 3 секции: 1 секция - первая ступень редуцирования, 2 и 3 секции – вторые ступени редуцирования (газ на собственные нужды УКПГ и топливный газ на ВЖК). Каждая секция состоит из 2-х параллельных редуцирующих линий (рабочей и резервной) и байпасной линии. В первой давление газа снижается с давления газопровода-подключения к МПК до 2.5 МПа (1-ая ступень редуцирования), во 2-ой и 3-ей с 2.5 МПа до 0.3÷ 0.35 МПа (вторая ступень редуцирования).

Выходные линии всех трех секций защищены от превышения давления спаренными клапанами предохранительными.

Газ с выхода второй секции с давлением 0.3 -0.35 МПа через задвижки отключающие направляется на собственные нужды площадки УКПГ.

Газ с выхода третьей секции с давлением 0.3 -0.35 МПа через задвижку направляется на ВЖК (вахтовый жилой комплекс).

4.6. Установка регенерации ДЭГа

Установка предназначена для регенерации насыщенного влагой, поглощаемой в абсорбере, диэтиленгликоля (НДЭГа) и состоит из четырех технологических линий производительностью по регенерированному диэтиленгликолю (РДЭГ) 18 700 кг/ч каждая.

Установка регенерации ДЭГа размещается в двух зданиях:

- цех регенерации ДЭГа (поз.5, 41 по РП)
- здание огневых регенераторов ДЭГа (поз. 7, 43 по РП)

Раствор НДЭГа поступает из цеха осушки газа по трубопроводу диаметром 108 мм. Электроприводными задвижками распределяется по линиям цеха регенерации и подается в блок дегазации, где, при давлении $P_p=0.4-0.5$ МПа и температуре $5 \div 15^\circ\text{C}$, из него выделяется и отводится растворенный газ.

Для подогрева НДЭГ с целью лучшего отделения конденсата предусмотрена линия подвода горячего РДЭГ с насоса перед входом НДЭГ. В разделителе, при давлении $P_p=0,25-0,35$ МПа и температуре $5 \div 25^\circ\text{C}$, поток успокаивается в коагулирующей секции, затем, за счёт разности плотностей, НДЭГ отстаивается от конденсата и дополнительно выветривается. Конденсат через верхнюю кромку переливается в отдельную секцию аппарата.

Из блока 30Р-1 углеводородный конденсат отводится на трап (поз. 13 по РП), а НДЭГ по трубопроводу $\varnothing 89$ мм поступает в блок фильтров. В блоке НДЭГ, очищаясь от мехпримесей и солей, проходит через следующие устройства:

- Часть потока НДЭГа ($\sim 15\%$), устанавливаемая клапаном регулирующим с ручным приводом, счётчиком жидкости типа “Взлет-РС-Ех”, FT(4-7а), $Q_{\max}=17,5$ м³/ч, через задвижку проходит фильтр угольный Ф1. Фильтр представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1400 мм и высотой 36500 мм. Обеспечивает очистку потока от продуктов разложения ДЭГа с помощью активированного угля АГ-3. Слой угля в аппарате поддерживается решеткой покрытой перфорированным листом и двумя слоями сетки;

- после Ф1 НДЭГ смешивается с остальным потоком и поступает в фильтры патронные жидкостные Ф2 (рабочий и резервный фильтр, подключённые параллельно). Фильтр предназначен для тонкой очистки НДЭГа и представляет собой вертикальный аппарат диаметром 650 мм и высотой 2750 мм. В аппарате установлено 23 полых цилиндрических фильтрующих патронов. НДЭГ проходит с периферии во внутреннюю полость патронов, оставляя отфильтрованные частицы на поверхности;
- после фильтров Ф2 НДЭГ проходит через аппарат магнитной обработки АМО. Это вертикальный аппарат диаметром 700 мм и высотой 2 100 мм в котором размещены 14 противонакипных магнитных устройств, осуществляющих магнитную обработку водного раствора гликоля.

Из блока поток НДЭГа разделяется. Одна часть ($440 \div 550$ кг/ч) с температурой $5 \div 25$ °С через вентиль направляется в здание огневой регенерации. Основной поток НДЭГа через задвижку по трубопроводу диаметром 89 мм поступает на рекуперацию тепла регенерированного ДЭГа в теплообменники. НДЭГ проходит по трубному пространству четырёх последовательно подключённых теплообменников и нагревается теплом встречного потока РДЭГа до температуры 95-100 °С.

Нагретый в теплообменниках поток НДЭГа направляется в здание огневой регенерации в блок 30РД-1.

Блок 30РД-1 представляет собой многофункциональный агрегат, состоящий из следующих аппаратов:

- колонна регенерационная К1 - это вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 1400 мм и высотой 12 945 мм, установленный на верхний соединительный фланец испарителя И1. Колонна заполнена регулярной насадкой решетчатого типа. По высоте насадка разделена на 3 фактические тарелки: в верхней части (укрепляющей) - 2 тарелки, в нижней части (исчерпывающей или отгонной) - 1 тарелка. Высота

каждой тарелки – 1500 мм. Такая разбивка обеспечивает уменьшение потерь гликоля с отгоняемыми водяными парами;

- огневой испаритель И1 представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат диаметром 2 200 мм и длиной 9 855 мм, имеющий два участка жаровых труб: диаметром 820 мм и длиной 5500 мм - 1шт, диаметром 159 мм и длиной 5 500 мм - 31 шт. Аппарат установлен на металлической раме над ёмкостью буферной Е1; Для огневого подогрева НДЭГа в составе испарителя предусмотрена горелка газовая блочная модулируемая "Промгаз-Мёмкость буферная Е1 - горизонтальный аппарат диаметром 1 428 мм и длиной 9 610 мм со встроенным рекуперативным теплообменником Т1 "гликоль-гликоль". Теплообменник диаметром 1 400 мм, кожухотрубчатый с U-образными трубками 20×2 мм, расположенными по вершинам треугольников;
- дымовая труба диаметром 630 мм и высотой 16 000 мм с горизонтальным газоходом, присоединённым к выходу жаровых труб испарителя. Дымовая труба установлена на отдельном фундаменте рядом с блоком, она оборудована дефлектором и устройством регулирования силы тяги.

На линии подачи гликоля от блока 30БФ-1 установлен первичный преобразователь CFS-10 массового расходомера FOXBORO, $Q=1,8...180$ кг/мин, вентилями запорными 7В1 и 7В2 (Ду25, Ру1.6) на входе и выходе и байпасом с вентилем (Ду25, Ру1.6). На выходе линии установлен клапан регулирующий с ручным приводом (Ду25, Ру1.6), которым задается оптимальная для режима десорбции подача насыщенного гликоля на распределительную тарелку верхней секции регулярной насадки.

На линии подачи рефлюкса последовательно установлены: счетчик жидкости FIT(11-2) ультразвуковой Взлёт-РС-Ех, $Q_{max}=18$ м³/ч, клапан регулирующий пневмоприводной, поддерживающий заданную температуру

верха колонны К1, вентили запорные (Ду25, Ру1.6) на входе и выходе линии и байпас с вентилем (Ду25, Ру1.6).

НДЭГ, нагретый в рекуперативных теплообменниках, через отключающую задвижку поступает в трубное пространство встроенного в буферную емкость Е1 рекуперативного теплообменника Т1, где нагревается за счёт тепла выводимого из регенератора РДЭГа до температуры $148 \div 149$ °С. Из теплообменника Т1 НДЭГ поступает на распределительную тарелку нижней насадочной секции колонны К1.

Поток НДЭГа от блока 30БФ-1 через линию блока арматурного подается на распределительную тарелку верхней насадочной секции колонны К1.

В колонне НДЭГ, стекающий по насадочным секциям, вступает в контакт с поднимающимися парами воды, метанола и углеводородов. При этом происходит тепло - массообмен между жидкостью и паром, а также обеспечивается улавливание аэрозольных частиц ДЭГа из поднимающихся паров воды и метанола. Пары воды, метанола и остатков углеводородных компонентов отводятся из верхнего штуцера колонны.

Частично регенерированный ДЭГ стекает из колонны в испаритель. В испарителе происходит нагрев ДЭГа до температуры не более 163 °С и окончательная отпарка из него (до требуемой концентрации) паров воды, метанола и остаточных углеводородов.

Подвод тепла для нагрева жидкости и испарения воды осуществляется от стенок жаровых труб за счёт сжигания топливного газа на горелке "Промгаз-М".

Дымовые газы из жаровых труб поступают в общий горизонтальный газоход и далее в дымовую трубу. Высота дымовой трубы обеспечивает удаление дымовых газов за счет естественной тяги. Величина разрежения в камере сгорания регулируется шибером дымовой трубы.

Регенерированный гликоль с температурой не более 163 °С из верхнего слоя в испарителе переливается в ёмкость буферную Е1 по переточной трубе диаметром 200 мм.

Процесс регенерации ДЭГа в колонне и испарителе регенератора может протекать при вакууме, для достижения высокой (99%) концентрации РДЭГа, или при небольшом избыточном давлении, когда высокой концентрации не требуется.

После охлаждения в теплообменниках регенерированный гликоль поступает в блок ёмкости с атмосферным давлением, откуда насосами подается на установку осушки газа в абсорберы.

5. Описание процесса абсорбционной осушки газа

5.1 Общее описание процесса абсорбционной осушки газа

Добываемые из месторождений газы практически всегда содержат в потоке капельную и растворенную воду, которая при понижении температуры и увеличении давления может образовывать газовые гидраты – твердые агрегаты, состоящие из молекул газа и воды. При образовании на стенках скважины и трубопровода, гидраты снижают их пропускное сечение и могут привести к полной закупорке, что в свою очередь приводит к снижению дебитов.

Также в потоке природного газа могут присутствовать неуглеводородные газовые примеси, такие как углекислый газ CO_2 , H_2S , N_2 , которые являются ингибиторами коррозии металлов, что приводит к более быстрому износу технологического оборудования.

В связи с вышеизложенным, встает вопрос о извлечении из потока природного газа вредных примесей. Одним из методов осушения и очистки газа является абсорбционная осушка.

Абсорбционная осушка природного газа – процесс осушки и очистки газа путем удаления воды и примесей при контакте газового потока с абсорбентом. В роли абсорбирующего вещества чаще всего используются растворы гликолей – диэтиленгликоля и триэтиленгликоля. При этом применение триэтиленгликоля имеет более широкое распространение в зарубежной практике, в то время как отечественные предприятия в основном используют диэтиленгликоль [4].

Движущей силой абсорбции газов является разница парциальных давлений парообразной воды, растворенной в потоке газа и в абсорбенте.

При подготовке газа к подаче в магистральный трубопровод посредством абсорбционной осушки к компонентному составу подготавливаемого потока предъявляются следующие основные требования:

- содержание метана не ниже 97 %;
- количество негазовых алканов, т.е. C_{5+} не выше 0,2 %;
- отсутствие либо следовое количество сернистых соединений [5].

Степень удаления из сырого газа воды в абсорберах определяется следующими основными факторами:

- количеством воды в сыром газе;
- технологическим режимом работы абсорбера;
- типом используемого абсорбента;
- применяемой технологии регенерации абсорбента [6].

Эффективность использования абсорберов при осушке природного газа характеризуется двумя основными показателями:

- точкой росы по воде подготовленного газа;
- количеством безвозвратных потерь абсорбирующего вещества.

При эксплуатации абсорберов происходят неминуемые потери абсорбента по различным технологическим причинам, основные статьи которых составляют:

- унос абсорбента в капельном виде с потоком подготовленного газа (до 80 %);
- потери в испаренном виде с осушенным газом (до 20 %);
- потери с рефлюксом в процессе регенерации (до 20 %) [5].

Также источниками потери гликоля являются потери с газом дегазации из выветривателя, вследствие термического разложения при регенерации при высоких температурах, утечки в коммуникациях и потери при ремонтных работах, потери при транспортировке и перекачке. Указанные источники потерь в основном невелики и в сумме могут составить лишь до нескольких процентов от общих потерь гликоля.

В процессе осушки газа абсорбент насыщается водой, что вызывает необходимость его регенерации – восстановлении его прежней концентрации. Процесс регенерации называется десорбцией и происходит в

К качеству осушенного газа предъявляются требования, регламентированные ОСТ 51.40-93 [7], в котором показателями качества являются точка росы по влаге и по углеводородам, масса сероводорода, масса

меркаптановой серы, объемная доля кислорода, а также низшая теплота сгорания.

5.2 Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки газа

Состав добываемого газа.

Добываемый из залежей газ в основном состоит из углеводородов алканового ряда. Главным образом, это метан и этан, в меньшей степени пропан, бутан и пентан. Помимо углеводородных составляющих, природный газ всегда содержит в своем составе неуглеводородные компоненты, такие как кислород, азот, углекислый газ, сероводород, углекислый газ, инертные газы.

Большинство больших месторождений природного газа сосредоточены в области полуострова Ямал в Западной и Восточной Сибири. В таблице 5.1 приведены данные по составу наиболее крупных месторождений. Ранее было сказано, что необходимыми условиями применения процесса абсорбционной осушки является высокое содержания метана в потоке добываемого газа (не менее 97 % по объему), а также незначительное содержание компонентов C_{5+} (не более 0,2 %). Из данных таблицы видно, что добываемые газы указанных месторождений соответствуют данным требованиям.

Таблица 5.1 Компонентные составы некоторых месторождений природного газа [5]

Месторождение	Компонентный состав, %							
	CH ₄	C ₂	C ₃	C ₄	C _{5+высшие}	N ₂	CO ₂	H ₂ S
Медвежье	98,56	0,09	-	-	-	1	0,35	-
Уренгойское	98,33	0,15	0,002	0,001	0,001	1,16	0,35	следы
Заполярье	98,68	0,15	0,03	-	-	0,86	0,28	-
Мессояхское	99	0,05	0,01	0,003	0,001	0,4	0,5	-
Зимнее	97,3	1	0,02	0,01	0,01	1,5	0,2	-
Юбилейное	98,2	0,79	0,79	следы	следы	0,2	0,2	-
Комсомольское	97,6	0,14	-	-	-	1,6	0,6	-
Русское	99,17	0,01	-	-	-	0,21	0,59	-

Тем не менее, в приведенной таблице отсутствуют данные о содержании в добываемом газе воды, которая содержится в добываемом потоке в капельном и растворенном виде. Как уже было сказано ранее, количество воды в сыром газе

влияет на степень его извлечения из потока. По мере разработки месторождения происходит падение пластовых давления и температуры, что способствует увеличению влагосодержания в добываемом газе. Таким образом, постоянное изменение количества добываемой с природным газом воды приводит к изменению его технологического режима.

Применяемый абсорбент.

К используемым в установках осушки абсорбентам предъявляется ряд требований. Применяемые вещества должны обладать следующими основными свойствами:

- высокая гигроскопичность, т.е. сорбция воды из потока газа;
- слабая взаиморастворимость абсорбента и углеводородов газа;
- низкое значение давления насыщенных паров;
- простота регенерации с достижением необходимо высокой концентрации;
- устойчивость к термическому и химическому разложению;
- низкая коррозионная способность по отношению к технологическому оборудованию в условиях его эксплуатации;
- низкая способность пенообразования;
- химическая инертность по отношению к компонентам добываемого газа.

Всем указанным требованиям в достаточной степени удовлетворяют гликоли, обладая высокой гигроскопичностью, низкими значениями упругости паров, высокой способностью к регенерации при нагревании, химической инертностью по отношению к компонентам газа, малой вероятностью вспенивания.

На сегодняшний день наиболее часто в качестве абсорбента в установках осушки газа применяются диэтиленгликоль и триэтиленгликоль. При этом в России наиболее часто используется диэтиленгликоль, в то время как в зарубежной практике большее применение имеет триэтиленгликоль. Выбор диэтиленгликоля в качестве абсорбента на газовых промыслах Российской Федерации обусловлен в основном его ценой и наличием промышленной базы на химических предприятиях для его поставки.

В таблице 5.2 приведены общие физико-химические свойства диэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

Таблица 5.2 Общие физико-химические свойства диэтиленгликоля и триэтиленгликоля [8]

Наименование показателя	Значение показателя для соответствующего гликоля	
	диэтиленгликоль (ДЭГ)	триэтиленгликоль (ТЭГ)
Молекулярная масса, кг/кмоль	106.12	150.18
Относительная плотность, единицы	1.1180	1.1274
Давление насыщенных паров при 20 °С, МПа	0.01	0.01
Температура, °С		
замерзания	-8.0	-7.2
кипения	244.8	278.3
разложения	164	206
вспышки (в открытом тигле)	143.3	165.5
Скрытая теплота парообразования, ккал/кг	150	99.4
Вязкость (абсолютная) при 20 °С, МПа*с	35.7	47.8
Коэффициент преломления, единицы	1.4472	1.4531
Поверхностное натяжение при 20 °С, мН/м	48.3	45.2
Удельная теплоемкость, кДж/(кг*К)	2.09	2.20
Электропроводимость при 25 °С, Ом ⁻¹ *см ⁻¹	3.1*10 ⁻⁸	8.4*10 ⁻⁸
Дипольный момент при 30 °С	2.69	3.00
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5.10	3.72

Из таблицы видно, что основные для процесса осушки отличия в свойствах выражены в значениях температуры кипения, разложения и вязкости. Эти параметры в наибольшей степени влияют на режим эксплуатации абсорбера и десорбера. Так, вязкость влияет на гигроскопические свойства гликолей и определяет режим эксплуатации абсорбера, а именно необходимую температуру внутри установки. Температура разложения устанавливает ограничения в работе десорберов, определяя максимальную температуру нагрева гликоля, а, следовательно, и в степень его регенерации.

Технологические параметры.

Показатели качества работы установок абсорбционной осушки зависят от эксплуатационных параметров абсорберов, а именно от давления, температуры и состава сырого газа, а также концентрации регенерированного абсорбента, поступающих в установку. Все эти факторы являются определяющими степень извлечения влаги из потока природного газа

Давление в абсорбере при его эксплуатации напрямую зависит от пластового давления. При превышении пластового давления над рабочим давлением в абсорбере предусматривается его понижение дросселированием. В течение разработки залежи пластовое давление падает, соответственно, падает и давление в установке осушки, что сказывается на эффективности его работы. Таким образом, необходимо его искусственное повышение посредством строительства и ввода в эксплуатацию дожимных компрессорных станций

Давление природного газа, поступающего на установку абсорбционной осушки, напрямую влияет на рабочие характеристики абсорбера и влагосодержание сырого газа. Снижение пластового давления приводит к увеличению влагосодержания в потоке газа и, как следствие, увеличению количества уносимой влаги. Понижение давления при неизменном объеме добычи увеличивает скорость потока, что приводит к увеличению количества уносимой капельной жидкости из входного абсорбера, которая содержит в себе растворенные соли и механические примеси. Проходя через абсорбер, они растворяются в абсорбенте, оказывая негативное воздействие на его эксплуатационные свойства, снижая его гигроскопичность, усложняя его регенерацию, а также отрицательно влияя на оборудование, приводя к коррозии.

Также, при снижении давления и увеличении скорости потока увеличивается количество уносимого с газом абсорбента. При этом увеличиваются его потери и возникает нужда в восполнении этих потерь, что приводит к дополнительным затратам.

Значение давления – главный фактор, определяющий металлоемкость установки осушки, удельный расход абсорбента, потребление энергии на работу циркуляционного насоса.

Значение температуры контакта газ-абсорбент определяется в зависимости от температуры поступающего на установку сырого газа и температуры регенерированного абсорбента. При этом температура поступающего в абсорбер газа зависит от пластовой температуры. Пластовая температура газа является определяющим фактором для его влагосодержания. Чем выше температура

добываемого газа, тем больше влаги в нем содержится. Температура регенерированного абсорбента определяется технологическим режимом установки десорбции и требуемой концентрации раствора гликоля. Температура подаваемого абсорбента является важным параметром, определяющим его сорбционные свойства, влияя на его вязкость. Установлены пределы для температуры регенерированного абсорбента: верхний предел связан с потерями гликоля вследствие его испарения, нижний – с значением вязкости и соответствующим ему гигроскопичным свойствам. Исходя из вышесказанного, температура подаваемого на массообменные тарелки абсорбента гликоля на газовых промыслах поддерживается в районе 10–40 °С. На рисунке 5.1 приведена зависимость точки росы осушенного газа от температуры контакта газ-гликоль для разных значений концентрации регенерированного диэтиленгликоля. Как видно из рисунка, снижение температуры контакта позволяет использовать более низкую концентрацию ДЭГа для достижения одного и того же значения точки росы.

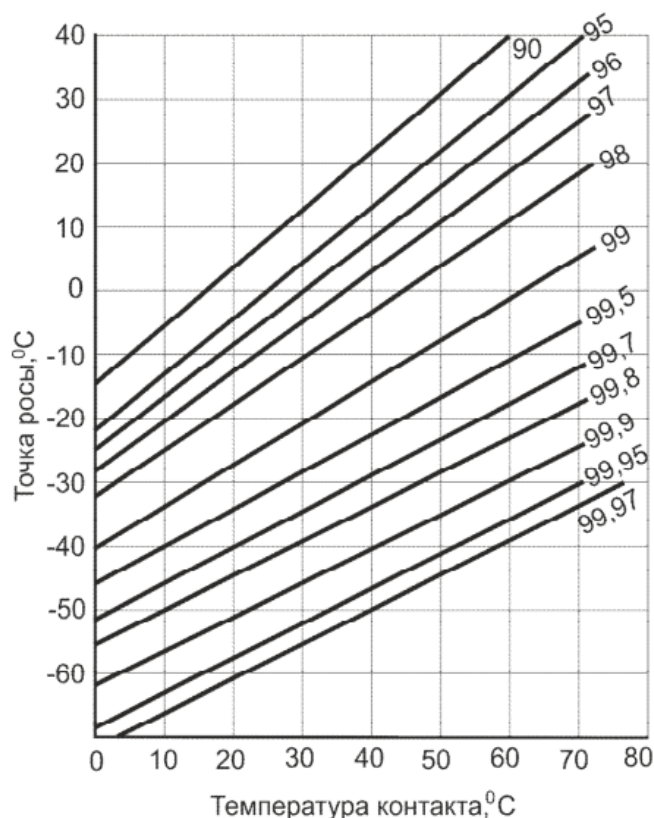


Рисунок 5.1 График зависимости точки росы по воде осушенного газа от температуры контакта газ-ДЭГ для разных значений концентрации [5]

Концентрация регенерированного гликоля

В процессе осушки абсорбент насыщается влагой, что обуславливает необходимость восстановления его требуемой концентрации. Для регенерации насыщенного гликоля используют десорбционные установки.

Значение концентрации регенерированного гликоля оказывает определяющее влияние на его гигроскопичность, характеризуя его вязкость при заданной температуре. При повышении концентрации регенерированного водного раствора гликоля получаемая температура точки росы по воде снижается при одной и той же температуре контакта газ-абсорбент. Это подтверждается таблицей 5.3, показывающей значения получаемой точки росы по воде осушенного газа при различных концентрациях гликолей для определенных температур контакта газ-гликоль

Таблица 5.3 Получаемая в результате осушки температура точки росы при определенной концентрации гликолей для заданных значений температуры контакта газ-гликоль [9]

Температура контакта	Значение получаемой точки росы по воде при использовании растворов гликолей с заданной концентрацией, % массы.					
	98		99		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24	-31,5	-31,7	-38	-36	-44
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	14,4	-20	-21,7	-28,4	-27,8	-35
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	0,7	-5	-9,2	-15,8	-15,8	-23

5.3 Описание технологического процесса абсорбционной осушки на УКПГ-2С сеноманской залежи Х НГКМ [1]

Абсорбер представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1900 мм и высотой 12150 мм. Аппарат содержит две секции: массообменную и сепарационную.

Массообменная секция состоит из контактных устройств, представляющих собой регулярную пластинчатую насадку. Число слоев насадки 16, высота

насадки 3352 мм. Подача РДЭГа в массообменную секцию абсорбера осуществляется через распределитель жидкости, выполненный в виде коробов со сливными трубами. Над массообменной секцией расположены 2 слоя газораспределительной насадки высотой 300 мм.

Выходная сепарационная секция состоит из тарелки с фильтрующими элементами в количестве 117 штук.

Газ поступает в абсорбер через радиальный штуцер входа с распределителем потока, где происходит частичное отделение капельной жидкости. Жидкость через отверстие в распределителе стекает в кубовую часть аппарата. Далее газ проходит через тарелку из просечно-вытяжного листа (для более равномерного распределения газа по сечению аппарата), паровые патрубки глухой тарелки и поступает в массообменную секцию, где контактирует с высококонцентрированным РДЭГом, стекающим вниз.

Газ из массообменной секции поступает в выходную сепарационную, где, при проходе через фильтрующие патроны, отбивается унесенный капельный гликоль. Собранный в сепарационной секции насыщенный гликоль (НДЭГ) по внешнему трубопроводу с отключающим краном (Ду50, Ру16) отводится с фильтрующей тарелки в кубовую часть аппарата. НДЭГ из кубовой части аппарата отводится в коллектор и далее на регенерацию.

Осушенный газ отводится с верха абсорбера по трубопроводу диаметром 426 мм, замеряется с помощью камерной диафрагмы FT(20-25) и далее, через клапан регулирующий пневмоприводной, кран пневмоприводной (Ду400, Ру12.5), подаётся в коллектор диаметром 1020 мм осушенного газа. Кран укомплектован байпасной линией с задвижкой (Ду50, Ру35).

Клапан регулирующий 4(40)КрПЗ осуществляет поддержание заданного расхода газа по технологической линии с одновременной корректировкой давления в абсорбере.

Влагосодержание осушенного газа замеряется влагомером "Конг-Прима 2", установленным на выходном трубопроводе после камерной диафрагмы.

Регулирование подачи и отвода гликоля в (из) абсорбер осуществляется с помощью коммуникационных технологических линий блока арматурного абсорбера.

Блок содержит линию подвода РДЭГа в массообменную секцию абсорбера и линию отвода НДЭГа из абсорбера.

На линии подвода РДЭГа установлены: задвижки с ручным приводом на входе и выходе (все Ду 50, Ру 16); замерное устройство FT(8-3) - "GFS1008SIEBB"; клапан регулирующий, поддерживающий заданное количество подаваемого РДЭГа по уставке замерного устройства; байпасная линия с задвижкой (Ду 50, Ру 16).

Между задвижками арматурного блока и абсорбером на линии ввода РДЭГа установлена отключающая задвижка (Ду 50, Ру 16);

На линии отвода НДЭГа установлены: задвижки на входе и выходе (обе Ду50, Ру16); клапан запорный соленоидный, осуществляющий блокировку отвода НДЭГа по нижнему предельному уровню в кубовой части абсорбера; клапан регулирующий, поддерживающий заданный уровень НДЭГа в кубовой части абсорбера; клапан регулирующий ручной; байпасная линия с клапаном регулирующим ручным (Ду25, Ру16). Также, на линии отвода НДЭГа, на выходе вне блока арматурного предусмотрена отключающая задвижка с ручным приводом (Ду50, Ру16).

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Технологическое обоснование замены диэтиленгликоля на тритэтиленгликоль [10]

В настоящее время для осушки природных газов на месторождениях России в процессе абсорбционной осушки в основном применяется раствор ДЭГа, в то время как применение ТЭГа в России носит единичный характер и нашло более широкое распространение за рубежом благодаря низким потерям его на установках осушки газа и другим технологическим преимуществам.

Основными показателями, характеризующими гликоли как абсорбент, являются депрессия точки росы по воде, потери с осушенным газом, регенерируемость и т.д. Далее приводится сравнительная оценка показателей ДЭГа и ТЭГа, необходимых при выборе абсорбента для установок осушки газа.

Депрессия по точке росы.

При использовании разных гликолей при абсорбционной осушке газа достигается разная температура точки росы по влаге. В таблице 6.1 приведены данные, характеризующие глубину осушки газа водными растворами ДЭГа и ТЭГа. Из таблицы видно, что при высоких температурах контакта газ-гликоль от 20 °С и высоких концентрациях растворов при использовании ТЭГа достигается значительно более низкая точка росы, нежели при использовании ДЭГа. Однако поскольку большинство месторождений газа в России находятся в северных районах, то при температурах контакта оба гликоля могут быть использованы практически с одинаковой технологической эффективностью.

Таблица 6.1 Равновесная точка росы газа по влаге при его осушке растворами ДЭГа и ТЭГа [9]

Температура контакта	Значение получаемой точки росы по воде при использовании растворов гликолей с заданной концентрацией, % массы.					
	98		99		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24	-31,5	-31,7	-38	-36	-44
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	14,4	-20	-21,7	-28,4	-27,8	-35
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	0,7	-5	-9,2	-15,8	-15,8	-23

В тех случаях, когда невозможно охладить газ ниже температуры 15-20 °С, очень трудно достичь осушки газа до точки росы – 10 °С и ниже с использованием ДЭГа. Например, при давлении 5 МПа и температуре контакта 20 °С для осушки газа до точки росы –16 °С (эквивалент точке росы –10 °С при давлении 7,35 МПа, необходимой по ОСТ 51.40-83) требуется раствор ДЭГа концентрации 99,2 %, чего довольно сложно технологически добиться. В то же время для осушки газа до такой глубины достаточно использовать раствор ТЭГа концентрации 98,4 %.

Потери гликолей

Важным преимуществом ТЭГа является низкое давление его насыщенных паров, которое обеспечивает меньшие потери ТЭГа с усущенным газом в паровой фазе. По этой статье снижение потерь ТЭГа может составить 0,2-1,5 г/1000 м³ в интервале температур 10-20 °С, наиболее характерных для установок осушки газов северных месторождений.

В России имеется опыт перехода с использования ДЭГа на ТЭГ в качестве абсорбента. В начале 2000 годов на месторождении Тарко-Сале установки осушки газа были переведены от ДЭГа на ТЭГ, что привело к снижению потерь гликоля в 2 раза.

Регенерация насыщенных растворов

Как уже было сказано в таблице 5.2, ТЭГ имеет более высокую температуру начала разложения, чем ДЭГ. Благодаря этому фактору возможна

регенерация раствора ТЭГа без применения вакуума до концентрации 98,1 %. В то же время для ДЭГа этот показатель при регенерации без вакуумирования системы составляет 96,7 %. Такими растворами при температуре контакта 25 °С газ можно осушить до точки росы -18°С и -1 °С растворами ТЭГа и ДЭГа соответственно.

Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур имеет еще одно преимущество, связанное с выделением растворенных углеводородов из раствора. В газах северных месторождений содержатся конденсаты, имеющие более высокие температуры кипения, нежели температура регенерации гликолей. Поскольку раствор ДЭГа нельзя подогреть выше 164 °С, часть конденсата останется в насыщенном растворе, что будет ухудшать его поглотительную способность.

Наличие конденсата в регенерированном растворе снижает его гигроскопичность, усиливает вспенивание гликоля что может привести к повышенным его потерям. Для более глубокой регенерации растворов ДЭГа и ТЭГа требуется создать вакуум.

6.2 Сравнение экономических показателей

Средняя стоимость одной тонны диэтиленгликоля марки А составляет 49 000 р., средняя стоимость одной тонны триэтиленгликоля марки А составляет 69 000 р [11]. Как можно видеть, разница в цене составляет почти 40 %, что довольно значительно.

Однако, в то время как крупнейшим поставщиком диэтиленгликоля является «АО «СИБУР-Нефтехим», расположенное в городе Томске Томской области, производством триэтиленгликоля занимается ПАО «Нижнекамскнефтехим», расположенное в городе Нижнекамск Республики Татарстан. С учетом доставки до Нового Уренгоя стоимость одной тонны диэтиленгликоля составит 51 000 р., триэтиленгликоля – 75 000 р.

При осушке газа гликолями происходят потери гликоля вместе с осушенным газом. В среднем, эти потери для диэтиленгликоля в данном аппарате составляют 10 г на каждые 1000 м³ осушенного газа [12]. При

производительности УКПГ-2С в 35 млрд. м³ газа потери диэтиленгликоля составят 350 тонн в год, что эквивалентно

$$350 \frac{\text{т}}{\text{год}} * 51 \frac{\text{тыс. р.}}{\text{т}} = 18 \text{ млн. р./год}$$

Как правило, потери триэтиленгликоля при прочих равных условиях (давление в абсорбере, расход и скорость сырого газа) ниже в 2,25 раза, следовательно, при использовании триэтиленгликоля в качестве абсорбента его потери составят 4,5 г/1000 м³, или 158 т/год. При этом потери составят

$$158 \frac{\text{т}}{\text{год}} * 75 \frac{\text{тыс. р.}}{\text{т}} = 12 \text{ млн. р./год}$$

В зимний период для обеспечения точки росы минус 20 °С диэтиленгликоль осушается до концентрации 99 % масс. При тех же условиях для получения такой же точки росы можно использовать триэтиленгликоль с концентрацией 98 % масс. Следовательно, при регенерации гликоля можно использовать более низкую температуру в блоке испарителя, а, следовательно, и меньшие мощности для создания температуры регенерации.

Для подачи регенерированного ДЭГа используется блок насосов общей мощностью 979,6 кВт. Тариф за 1 кВт заявленной мощности – 105 руб./кВт. Тогда затраты на электроэнергию составят

$$979,6 \text{ кВт} * 105 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}} = 103 \text{ тыс. руб.}$$

Поскольку триэтиленгликоль имеет вязкость в 1,4 раза выше, на его перекачку по системе осушки и регенерации будет использоваться большая мощность – 1356 кВт. При этом возрастут затраты на электроэнергию возрастут:

$$1356 \text{ кВт} * 105 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}} = 142,4 \text{ тыс. руб.}$$

В таблице 6.2 представлено сравнение рассчитанных выше показателей экономической эффективности применения диэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

Таблица 6.2 – Сравнение показателей экономической эффективности применения диэтиленгликоля и триэтиленгликоля

Показатель	диэтиленгликоль	триэтиленгликоль
Стоимость одной тонны гликоля, руб.	49 000	69 000
Стоимость сорбента с учетом транспортировки, руб.	51 000	75 000
Потери сорбента в год, тыс. руб.	18 000	12 000
Расходы на электроэнергию в год, тыс. руб.	103	142,4
Итого, тыс. руб.	18 103	12 142,4

Из таблицы 6.2 видно, что замена ДЭГа на ТЭГ в процессе абсорбционной осушки помогло бы снизить затраты почти в полтора раза.

7. Социальная ответственность при работе оператора технологических установок

Рабочее место оператора технологических установок (ТУ) располагается в помещении за пультом управления (компьютером).

В области рабочей зоны располагаются электрические приборы, компьютеры и огромные генераторы, которые обеспечивают бесперебойную работу операторов ТУ, а также оборудования для обеспечения технологического процесса.

7.1 Производственная безопасность

Рассмотрим виды работ, выполняемых оператором ТУ, и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы, в таблице 7.2.

Таблица 7.1 Опасные и вредные факторы при выполнении работ оператором технологических установок

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [13])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа в помещении за пультом управления технологических установок (работа с компьютером)	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2. Повышенная запыленность; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Повышенный уровень	1. Электробезопасность; 2. Пожаробезопасность.	1. СанПиН 2.2.4.548-96 [14]; 2. СанПин 2.2.1/2.1.1.12 78-03 [15]; 3. СанПиН 2.2.2/2.4.134 0-03 [16]; 4. ГОСТ 12.1.030-81 [17]

	электромагнитных излучений.		5. 22 июля 2008 года N 123-ФЗ [18].
--	-----------------------------	--	---

7.1.1 Анализ вредных факторов рабочей зоны

Отклонение показателей микроклимата в помещении;

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с показателями нормы, указанными в таблице 7.1 согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [14].

Таблица 7.2 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственного помещения [14]

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		фактич. значения [1]	допуст. значения	фактич. значения [1]	допуст. значения	фактич. значения [1]	допуст. значения
холодный	1б	22	20,9-23,1	45	15-75	0-0,05	0,1
теплый	1б	24	21,9-24,1	55	15-75	0-0,05	0,1

Все условия микроклимата на рабочем месте имеют оптимальное значения. Если же условия микроклимата будут больше или меньше допустимых значений, то нужно произвести мероприятий по улучшению условий микроклимата: можно установить обогреватели в холодный период времени и кондиционеры в теплый. Для улучшения влажности в помещения, поставить ёмкости с водой. Для увеличения или уменьшения скорости воздуха в помещении, можно образовать или устранить сквозняк.

Повышенная запыленность;

В процессе работы, внутри рабочего помещения вследствие создаваемой незначительной вибрации, поднимается и осаждается пыль. Так же все рабочие механизмы собирают на себе огромное количество пыли, приходящего из улицы,

из-за статического электричества. Данный вид вредности плохо сказывается на здоровье операторов ТУ.

Мероприятия для защиты от данного вида вредного воздействия: влажная уборка помещения один раз в два дня.

Недостаточная освещенность рабочей зоны;

Рабочее место оператора ТУ должно обладать оптимальной освещенностью. Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 [15] для помещения работы с дисплеями общая освещенность должна составлять 400 Лк. Для низкой усталости глаз и своевременного обнаружения неполадок необходимо хорошо освещенное рабочее место. В таблице 7.3 указаны параметры систем естественного и искусственного освещения.

Таблица 7.3 – Параметры систем естественного и искусственного освещения на рабочих местах [15]

Наименование рабочего места	Тип светильника и источника света	Коэффициент естественной освещенности, КЕО, %		Освещенность при совмещенной системе, Лк	
		Фактически	Норм. Значения	Фактически	Норм. значения
В помещении и за компьютером	Сберегающие лампы накаливания	1,5	1,5 - 2,0	600	400

Рабочее место оператора ТУ освещается естественным светом, проникающего через 5 оконных проемов (в дневное время), а в утренние и вечерние часы – за счет искусственного. Установлены мощные сберегающие лампы накаливания, суммарной освещенностью 600 Лк. Мероприятия по улучшению освещенности в дневное время: своевременная очистка оконных проемов от пыли и грязи.

Электромагнитные излучения;

Источниками электромагнитного поля (ЭМП) является процессор, клавиатура, дисплей. Вокруг компьютера оператора образуется ЭМП с диапазоном частот 5 до 500 кГц.

Допустимые уровни ЭМП, создаваемые ПЭВМ на рабочем месте оператора, не должны превышать значений, указанных в таблице 7.4 согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [6].

Таблица 7.4 - Возможные уровни ЭМП [16]

Параметры	Допустимый уровень в диапазоне	
	5 Гц – 2 кГц	2 – 450 кГц
Напряженность электрического поля, (В/м)	25	2,5
Плотность магнитного потока, нТл	250	25
Напряженность электростатического поля, (кВ/м)	15	

Работа с компьютером имеет множество негативных влияний на человека, которые сказываются на его здоровье. На рисунке 7.1 приведены основные факторы негативного воздействия компьютера на организм человека и их последствия.

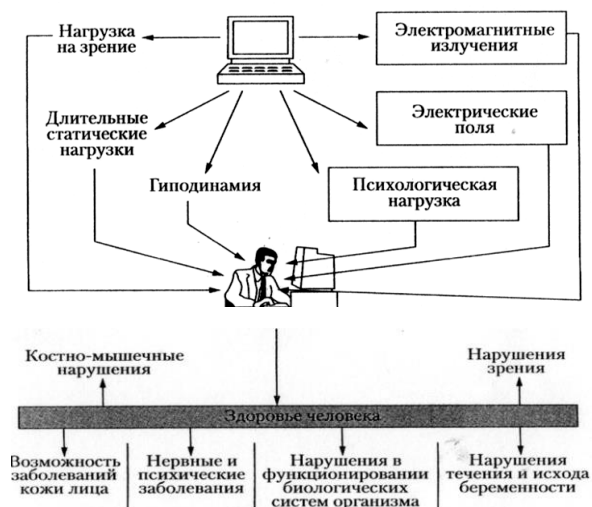


Рис. 7.1 – Факторы отрицательного воздействия компьютера на здоровье человека [11]

Для защиты от ЭМП используются различные фильтры:

- Зарубежные стеклянные фильтры полной защиты. Они обеспечивают ослабление мощности электромагнитного и электростатического полей, а также ультрафиолетового излучения не менее чем на 90%, рентгеновского излучения — на 40-70%;
- Фильтры российского производства фирм «Русский щит» и «СИНКО», которые также относятся к категории фильтров полной защиты;
- Компьютерные спектральные очки для лучшего качества изображения, защиты от избытков энергетических потоков видимого света;
- Специальная налобная повязка для частичной экранизации негативного энергоинформационного воздействия компьютера и периферийных средств. Такая повязка необходима хроническим больным, особенно чувствительным к воздействию ЭМП.

7.1.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны

Электробезопасность (ЭБ)

Электрическое питание рабочего места оператора Технологических Установок (ТУ) осуществляется от распределительного щита с напряжением 220 В. Все электроприборы, используемые в операторской, относятся к низковольтным. К III категории относятся все электроприемники.

Рабочая зона оператора ТУ относится к классу П-IIa по ПУЭ – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества [17].

ЭБ должна проводиться следующими мероприятиями:

- должны быть изолированы все токоведущие части; запрещается эксплуатировать поврежденные удлинители; неизолированные части должны защищаться ограждениями; нельзя использовать поврежденные рубильниками, розетки и другими электроустановочными приборами;

- должно быть наличие заземления; быстродействующее устройство защиты;

- электрические приборы должны иметь защиту от токов короткого замыкания; защитой должны служить предохранители или автоматические выключатели.

Ремонт электрического оборудования может выполнять только специально подготовленный персонал.

Каждый должен знать первые медицинские помощи при поражении электрическим током. В операторской должна быть медицинская аптечка для оказания первой медицинской помощи.

Электроприбор должен быть отключен в случае:

- появления дыма, огня, запаха;
- появления искр из электрического прибора;
- с видимыми повреждениями кабелей.

При возгорании, необходимо вызвать пожарную бригаду и незамедлительно приступить к тушению, при помощи средств пожаротушения. Установки находящихся под напряжением, можно тушить только порошковыми огнетушителями или углекислотным.

Пожарная безопасность

Согласно федеральному закону от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ [18], рабочее место оператора ТУ относится к классу Д-II, так как в помещении присутствуют твердые горючие материалы. Горючие материалы: диваны, стулья, столы, шкафы и документация.

Для предотвращения пожара нужно предпринять меры:

- убрать неиспользуемые нагревательные приборы;
- чайники и микроволновки поставить на невозгораемые основы;
- курить строго в отведенном месте.

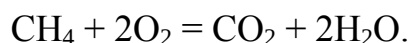
В соответствии с требованиями пожарной безопасности должен быть план эвакуации.

В случае возникновения пожара операторная оборудована системой автоматического пожаротушения. Также в качестве средств тушения используются огнетушители, песок и огнестойкие материалы (асбестовое полотно, войлок).

7.2 Экологическая безопасность

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду.

Источником загрязнения *атмосферы* является сброс газа на горизонтальное факельное устройство (ГФУ), которым управляет оператор ТУ с компьютера. При возникновении необходимости (продувка шлейфовых трубопроводов) газ направляется на сжигание, при этом происходит реакция окисления (горения) метана по соответствующей формуле:



В результате горения образуется углекислый газ. Также образуется угарный газ. Значения предельно допустимых концентраций этих компонентов, согласно ГН 2.2.5.686-98 [9], составляют 0,5 % от объемного содержания воздуха для CO_2 и 20 мг/м³ для CO.

Источниками выбросов продуктов сгорания также являются дымовые трубы блоков огневой регенерации гликоля, установки подогрева топливного газа, огневых подогревателей резервуаров воды, водогрейных котлов.

На газовом промысле присутствуют неорганизованные выбросы вредных веществ в атмосферу, основными источниками которых являются выбросы от технологического оборудования. Источником неорганизованных выбросов в атмосферу метана являются вентиляционные шахты вытяжных вентиляционных установок цехов осушки газа, регенерации гликоля, здания переключающей арматуры.

Выбросы гликоля и метанола образуются в процессе их хранения на складе (дыхание резервуаров), а также вентвыбросы технологических помещений.

В таблице 7.5 представлен перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу от оборудования газового промысла.

Таблица 7.5 Загрязняющие вещества газового промысла и их ПДК [19]

Наименование загрязняющего вещества	Код загрязняющего вещества	ПДК м.р., мг/м ³	Класс опасности вещества
Компоненты природного газа:			
Метан	410	7000	не установлен
Бутан	402	200	IV
Оксид углерода	337	5.0	IV
Диоксид азота	301	0.085	II
Оксид азота	304	0.4	III
Метанол	1052	1.0	III
ДЭГ	1023	0.2 (с.с)	IV

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу:

- обеспечение полной герметизации технологических процессов подготовки газа;
- контроль технологических процессов с помощью средств автоматики;
- все виды сбросов газа должны осуществляться на свечу, сбросы при продувке скважин на факел;
- должна постоянно проводиться работа по выявлению утечек вредных веществ.

Происходит загрязнение *литосферы* посредством твердых бытовых отходов, таких как: используемые картриджи от принтера, использованная бумага и т.д. Мероприятия: утилизация бумаги, пластика на переработку в соответствующие организации.

Загрязнение *гидросферы*. Использованная в бытовых и промышленных целях вода, сбрасывается в канализационные воды. До сброса вода подвергается очистке от загрязняющих примесей. Основными загрязняющими веществами, содержащимися в сбрасываемых водах, являются нефтепродукты, метанол и диэтиленгликоль, ПДК для которых указаны в таблице 7.6 согласно ГН 2.1.5.1315-03 [20].

Таблица 7.6 Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в сточных очищенных вод [20]

Вредное вещество	ПДК, мг/л
Нефтепродукты	0,3
Диэтиленгликоль	1,0
Метанол	0,1

Мероприятия по устранению загрязнения гидросферы: глубокая фильтрация и очищение сбрасываемых отработанных вод, постоянный контроль за содержанием вредных веществ в сбрасываемых водах, повторное использование очищенной воды в промышленных целях.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, а также при нарушении различных мер безопасности. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

При проведении работ по обслуживанию ТУ наиболее вероятным и разрушительным стихийным бедствием является взрывоопасность газа. Вследствие взрывоопасной ситуации, устройства автоматики и системы ПБ технологической установки могут выйти из строя, что приведет к опасной ситуации. Последствия могут нести масштабный характер: возгоранием и взрывом, что приведет к трагическим последствиям.

В целях предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций должны проводиться следующие мероприятия:

- непрерывный контроль за состоянием промышленного оборудования;
- установка средств автоматики для своевременного предупреждения персонала о возникновении чрезвычайной ситуации;
- регулярный инструктаж работников о правилах эксплуатации оборудования и правилах поведения в случае риска возникновения чрезвычайной ситуации.

Мероприятия по устранению чрезвычайных ситуаций:

- следить за исправной работой пожарной безопасности;
- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может в кратчайшие сроки потушить возгорание;
- незамедлительно сообщать сменному инженеру о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда специальной бригады;
- включить кнопку пожарной сигнализации, та же при малой опасности.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.

Технологические установки, за которыми следит оператор ТУ через компьютер, снабжены новейшими системами пожарной безопасности (ПБ). Датчики перегрева и повышенного давления стоят на всех узлах, где это необходимо и сигнализируют о неполадках и выводят данные об ошибке на монитор пульта управления (ПУ) с точным местом сбоя в системе установки. При необходимости система ПБ автоматически отключается или перекрывает узлы установки, для предотвращения аварии. Проверка систем безопасности необходима каждые три месяца.

7.4.1 Организационные мероприятия обеспечения безопасности

Правильное расположение и компоновка рабочего места;

Рабочее место оператора ТУ должно располагаться так, чтобы свет в дневное время падал сбоку. (рис. 7.3). Расстояние от стены до компьютера должно быть не менее 1 м. При наличии нескольких компьютеров (как это и есть

на рабочем месте оператора ТУ) расстояние между мониторами должно быть примерно 1,2 м.

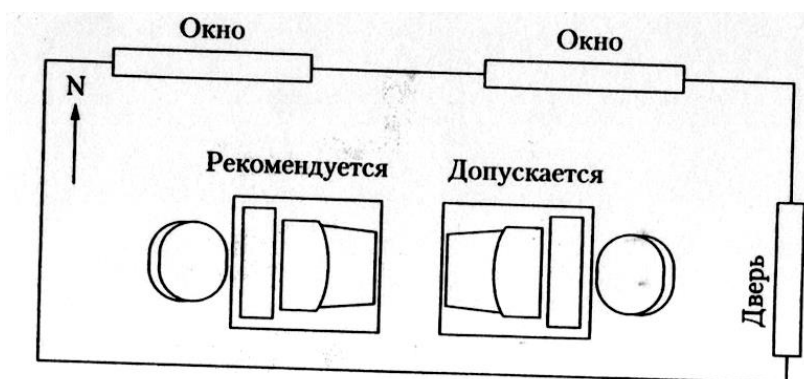


Рис. 7.3 – Расположение рабочего места [21]

— Технологические перерывы;

Время непрерывной работы профессиональных пользователей ПЭВМ ограничивается регламентированными перерывами (табл. 7.4), общее время работы с ПЭВМ — не более 6 ч. Классы условий труда определяются по гигиеническим критериям Руководства Р 2.2.755-99.

Таблица 7.4 - Время регламентированных перерывов с ПЭВМ

Категории работы	Уровень нагрузки в рабочую смену			Общее время регламентированных перерывов, мин, при 9-часовой смене
	группа А, количество знаков до	группа Б, количество знаков до	группа В, ч до	
I	20000	15000	2,0	30
II	40000	30000	4,0	50
III	60000	60000	6,0	70

Продолжительность работы с ПЭВМ должно составлять не больше 4 ч при 9-часовом рабочем дне. Между часом работу должен быть перерыв на 5—10 минут, а через 2 часа — перерыв на 15 минут.

Профессиональные пользователи ПЭВМ должны проходить обязательную проверку в установленные сроки.

- Мероприятия по нормам вентиляции и отопления

В операторской осуществляется естественная вентиляция, так же есть дополнительная при помощи кондиционера.

Площадь помещения примерно равняется 50 м^2 . На рабочем месте постоянно находятся 3 человек, на каждого работающего приходится примерно $16,5 \text{ м}^2$ пола и $27,5 \text{ м}^3$ воздуха. Норма которого $4,5 \text{ м}^2$ и 15 м^3 .

Температура поддерживается за счет водяного отопления.

Пульт управления оператора ТУ относится к месту незначительного тепловыделения, а поэтому влажность и температура должна быть:

- в зимний период: $t = 16 - 22 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $w = 30 - 60 \%$
- в летний период: $t = 22 - 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $w = 30 - 60 \%$;

Заключение

Х НГКМ открыто в 1968 г. в Ямало-Ненецком АО. Основные запасы газа приурочены к сеноманской залежи, начальные запасы которого в ней оцениваются в 2,6 трлн. м³. В настоящее время эксплуатация залежи ведется тремя УКПГ общей производительностью 115 млрд.м³ по газу в год.

Продуктивная толща сеноманской залежи представлена чередованием песчаных и алевролитоглинистых пластов различной толщины, неоднородных по составу. Толщина проницаемых пластов изменяется от 0,4 до 30 метров. В газоносной части сеноманской залежи доля проницаемых пород составляет 72%. Покрышкой для сеноманской газовой залежи являются глины туронского яруса.

Сбор газа на УКПГ-2С ведется из 28 кустов скважин с помощью 24 шлейфов диаметрами 426 и 325 мм. и общей протяженностью 140 км. Входное давление на ЗПА достигает 7,6 МПа, температура от 7 до 15 °С.

В работе рассмотрены технологические процессы при подготовке газа на УКПГ-2С. Был рассмотрен процесс абсорбционной осушки газа, применяемый при подготовке газа к транспорту на УКПГ-2С, его преимущества и недостатки. Также были рассмотрены факторы, влияющие на эффективность процесса абсорбционной осушки.

В качестве абсорбента на УКПГ-2С применяется диэтиленгликоль. В работе было представлено сравнение технологических и экономических характеристик диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, который имеет широкое распространение при абсорбционной осушке газа в зарубежной практике.

Список использованных источников

1. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа УКПГ-2С Х ГКМ. – 2013 г. – 201 с.
2. Коррективы технологических показателей разработки сеноманской газовой залежи Х месторождения на период до 2005 г. с учетом текущего и прогнозируемого обустройства. – ТюменНИИгипрогаз, 1999 г.
3. Отчет по геологии и разработке месторождений предприятия “Газпром Добыча Ямбург” - 2010 г. – ОАО Газпром. – 220 с.
4. Али А.А. Повышение эффективности процесса абсорбционной осушки природного газа гликолями: дис. кандидата техн. наук. Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2015. – 213 с.
5. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 473с.
6. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981. – 472 с.
7. ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.
8. Дымент О.Н., Казанский К.С., Мирошников А.М. Гликоли и другие производные окиси этилена и пропилена. – М.: Химия, 1976. – 376 с.
9. Кэмпбелл Д.М. Очистка и переработка природных газов. – М. Недра, 1977. – 360 с.
10. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2002. – Ч. 1. – 517 с.
11. Данные статистики, приведенные Thomas Reuters Kortes: <http://www.kortes.com/products/pdf/br01.pdf>
12. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – Учебное пособие. – Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2013. – 100 с.

13. ГОСТ 12.0.003 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
14. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
15. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
16. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
17. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
18. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ.
19. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
20. ГН 2.1.5.1315-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования
21. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5-е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
22. Экология нефтедобывающего комплекса: учебное пособие / Л.В. Шишмина, Е.А. Ельчанинова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 146 с.