

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



Н.Д. Булчаев

« 09 »

06

2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Нефтегазовое дело

21.03.01

код – наименование направления

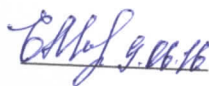
Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

21.03.01.02

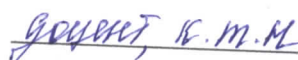
код – наименование профиля

Эффективность использования нефтяного газа на Верхне-Тарском
нефтяном месторождении (Новосибирская область)

Руководитель



подпись, дата

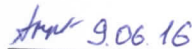


должность, ученая степень

Морозова Е.Л.

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

Антонов Д.А.

инициалы, фамилия

Красноярск, 2016 год

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Эффективность использования нефтяного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении» содержит 69 страниц, 20 рисунков, 16 таблиц, 17 источников литературы.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, ПОДГОТОВКА, НЕФТЯНОЙ ГАЗ, КОМПОНЕНТЫ, СБОР, УТИЛИЗАЦИЯ, ГАЗОТУРБИННАЯ УСТАНОВКА, ГАЗОПОРШНЕВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ТОПЛИВНЫЙ ГАЗ, НЕСТАБИЛЬНЫЙ КОНДЕНСАТ

Объектом исследования является комплекс подготовки продукции скважин Верх-Тарского нефтяного месторождения.

Цель работы – повышение эффективности использования нефтяного газа.

В данной работе рассмотрено геологическое строение месторождения, коллекторские свойства пласта, характеристика пластовых флюидов и запасов. Так же уделено внимание анализу разработки и сбору нефтяного газа на месторождении. Подробно описывается способ подготовки нефтяного газа для нужд энергообеспечения промысла.

Для решения поставленной цели был рассмотрен существующий вариант утилизации газа - как топлива для нужд энергообеспечения промысла. В результате чего было выявлено, что газотурбинные и газопоршневые установки не обеспечивают степень утилизации нефтяного газа на уровне 95%. Предложено использовать более эффективные методы подготовки нефтяного газа – метод низкотемпературной сепарации или низкотемпературной конденсации, что позволит повысить качество топливного газа и получить дополнительно товарные продукты: газовый конденсат и пропан-бутановую фракцию.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 14. Презентация создана в Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Геолого-физическая характеристика Верх-Тарского месторождения..	5
1.1 Общие сведения о месторождении.....	5
1.2 Краткая стратиграфическая характеристика разреза.....	7
1.3 Тектоническая характеристика продуктивных пластов.....	8
1.4 Физико-литологическая характеристика коллекторов и залежей.....	10
1.5 Характеристика пластовых флюидов.....	13
1.6 Запасы нефти.....	14
2 Анализ разработки Верх-Тарского месторождения.....	17
2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	17
2.2 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	19
3 Сбор попутного нефтяного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении.....	21
3.1 Сбор газа на УПСВ.....	21
3.2 Сбор газа на ЦПС 1-я ступень.....	23
3.3 Сбор газа на ЦПС 2-я ступень.....	24
3.4 Оценка производительности факельной установки.....	25
3.5 Расчет мощности выбросов вредных веществ в атмосферу	26
3.6 Расчет максимальных и валовых выбросов вредных веществ	28
4 Подготовка попутного нефтяного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении	31
4.1 Установка подготовки попутного нефтяного газа	35
4.2 Установка очистки нефтяного газа	36
4.3 Установка подготовки топливного газа (УПТГ).....	37
4.4 Газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ).....	38
5 Анализ эффективности использования нефтяного газа на Верх- Тарском нефтяном месторождении.....	40
5.1 Актуальность использования нефтяного газа	40
5.2 Характеристика топливного газа	41
5.3 Общая схема потребления топливного газа	42
5.4 Газотурбинная установка.....	47
5.5 Газопоршневые электростанции.....	50
5.6 Сравнение ГТУ и ГПЭС.....	55
5.7 Низкотемпературные технологии подготовки нефтяного газа	58
6 Охрана недр и окружающей среды	61
6.1 Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов.....	61
6.2 Источники загрязнения водоемов и почв.....	62
6.3 Мероприятия по охране недр и окружающей среды.....	63
Заключение.....	67
Список использованных источников.....	69

ВВЕДЕНИЕ

Подготовка товарной нефти всегда предусматривает освобождение её от попутного нефтяного газа (ПНГ). Содержание нефтяного газа и его состав в добываемой нефти для разных месторождений существенно различается.

Мировая практика нефтедобычи и высокие экологические требования довели уровень утилизации ПНГ до 98-99%, но на многих месторождениях России такой уровень утилизации в настоящее время недостижим. Основная причина этого в том, что разрабатываемые месторождения находятся в труднодоступных районах, удалённых от магистральных газопроводов, а высокие капиталозатраты, требуемые для обустройства компрессорных станций и газопроводов, как правило, не включаются в число первоочередных, в результате чего значительное количество ПНГ сжигается в факелах, загрязняя атмосферу.

На сегодняшний день известно большое количество способов утилизации ПНГ. Среди них: сжижение, сжигание на энергетических установках, физико-химическая переработка в жидкое топливо и другие виды утилизации.

В данной выпускной квалификационной работе была поставлена задача, на примере Верх-Тарского нефтяного месторождения, провести анализ результатов эффективности использования попутного нефтяного газа и предложить мероприятия по повышению эффективности использования нефтяного газа.

1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХ-ТАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

Верх-Тарское нефтяное месторождение приурочено к одноименной структуре, выявленной в результате площадных рекогносцировочных работ МОВ в 1964 году (ЦКГЭ, с/п 24/63-64). Площадными работами МОВ масштаба 1:100000 (ЦКГЭ, с/п 18/68-69, с/п 18,24/68-69, с/п2/70-71, с/п 18,24/70-71) Верх-Тарское поднятие было оконтурено и подготовлено к разведочному бурению. В 1970 году в сводовой части поднятия была пробурена скважина 1, давшая промышленные притоки нефти из горизонта Ю₁, а несколько позже был получен фонтан нефти из кровли палеозойских пород[1].

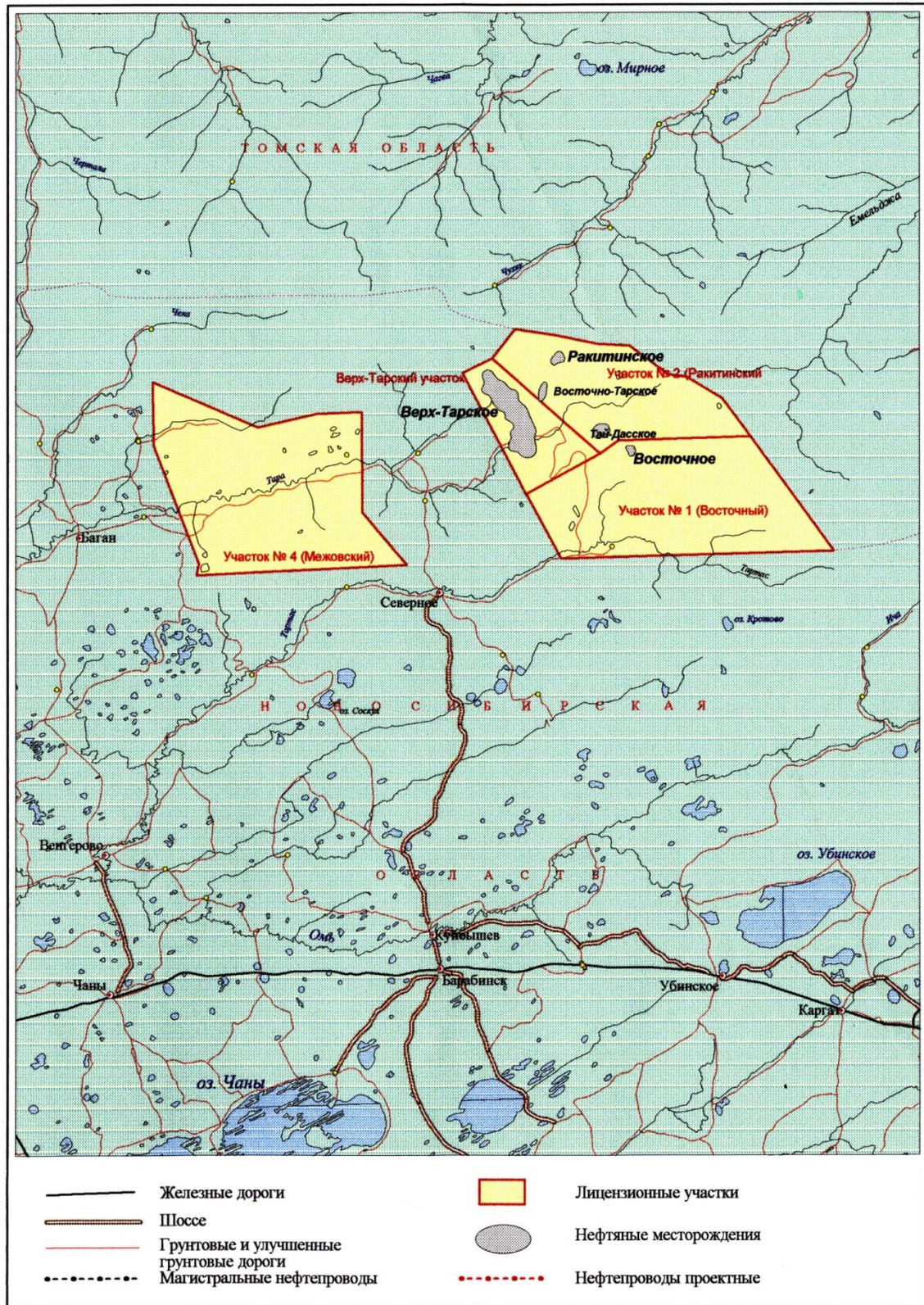
В административном отношении Верх-Тарское месторождение находится в Северном районе Новосибирской области, в 340 км к северо-западу от г. Новосибирска и в 180 км к северу от магистрального нефтепровода Башкирия-Иркутск (рисунок 1).

Верх-Тарское месторождение расположено в районе, где инфраструктура не развита (рисунок 1). В ближайшем окружении открыто 7 небольших нефтяных месторождений и одно газоконденсатное (Восточно-Тарское, Малоичское, Ракитинское, Тайдасское, Восточно-Межовское, Межовское, Восточное, Веселовское), что создаёт хорошие перспективы для эффективного освоения нефтегазовых ресурсов района.

Районным центром является с. Северное, связанное с областным центром г. Новосибирском местной авиалинией, а также профилированной грунтовой дорогой с г. Куйбышев и г. Барабинск, в которых имеются железнодорожные станции. Расстояние от с. Северное до Транссибирской железной дороги (г. Барабинск) составляет 140 км. От Верх-Тарского месторождения до г. Барабинск, где расположена линейная производственно-диспетчерская станция (ЛПДС), проведена ветка нефтепровода.

Транспортными магистралями являются автодороги местного значения – грунтовые и земляные, а также зимники. Асфальтовая дорога доходит только до с. Северное, до Верх-Тарского месторождения - грунтовая.

Общераспространенные полезные ископаемые представлены месторождениями стройматериалов. В области учитывается Госбалансом 18 месторождений строительного камня, из них разрабатывается 13, годовая добыча – 2,5 млн. т. Месторождения камня представлены диабазами, порфиритами, гранитами, известняками и др. скальными породами. Цементное сырье – известняки и глинистые сланцы (Чернореченское месторождение), разрабатываемое АО "Искитимцемент". Обеспеченность добывающего предприятия запасами составляет более 100 лет. Имеются месторождения керамзитовых глин.



Масштаб 1 : 2.000.000

Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Сырьевая база общераспространенных полезных ископаемых в области достаточно как для удовлетворения собственных нужд, так и для вывоза за пределы области. Есть обоснованные геологические предпосылки для организации поисков и разведки этих видов сырья на новых площадках. Однако, это не касается месторождений строительных песков, которые в

области приурочены только к руслу и долине р. Оби, где развивать их добычу нецелесообразно по природоохранным причинам.

1.2 Краткая стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов, залегающие с несогласием на эффузивно-осадочных образованиях палеозоя[1].

Палеозойские отложения представлены в основном органогенными известняками средне-верхнедевонского возраста, которые прорваны конгадиабазами, диабазовыми порфиритами, гиалобазальтами и гранит-порфирами пермо-триасового возраста. Наибольшая вскрытая толщина палеозойских отложений составила 957 м.

Находки фауны и флоры, определения абсолютного возраста пород, сравнительный литолого-петрографический анализ вскрытых пород с породами обрамления, а также анализ геофизических полей позволили выделить и расчленить в разрезе доюрского фундамента палеозойские образования.

Юрская система. Отложения данной системы залегают на размытой поверхности палеозойских образований и представлены континентальными фациями тюменской свиты, прибрежно-морскими отложениями васюганской свиты и морскими отложениями георгиевской и баженовской свит.

Тюменская свита представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Отмечаются прослои углей и черных аргиллитов. Породы имеют обычно серый и темно-серый цвет, обогащены растительными остатками. Толщина свиты от 263 до 288 м.

Выше по разрезу залегают отложения васюганской свиты, представленные в нижней части аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов, в средней - прослоями углей, в верхней - песчано-алевритовыми породами с тонкослоистыми прослоями аргиллитов темно-серых, иногда черных, битуминозных.

В кровле васюганской свиты выделяется горизонт Ю₁, сложенный разнозернистыми, часто глинистыми и плотными песчаниками полевошпатово-кварцевого состава.

Толщина васюганской свиты колеблется от 59 до 73 м. К верхней части горизонта приурочена промышленная залежь нефти.

Перекрывается горизонт Ю₁ маломощными морскими темно-серыми аргиллитами георгиевской свиты, которые без заметного перерыва переходят в темно-серые, черные, также морского происхождения, битуминозные аргиллиты баженовской свиты. Толщина отложений георгиевской свиты 18 - 25 м, баженовской - от 27 до 45 м.

Меловая система. Отложения этой системы представлены двумя отделами - нижним и верхним.

Нижнемеловые отложения представлены морскими образованиями куломзинской и тарской свит, а также континентальными породами киялинской и покурской свит.

Отложения куломзинской свиты сложены сероцветными аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Толщина куломзинской свиты 170-209 м.

Тарская свита толщиной 51-96 м представлена преимущественно серыми мелкозернистыми песчаниками. Отмечаются прослой серых алевролитов и зеленовато-серых аргиллитов, образовавшихся в мелководно-морских условиях.

Киялинская свита, общей толщиной от 633 до 704 м, представлена пестроцветными глинами с прослоями песчаников и алевролитов.

Покурская свита сложена переслаивающимися сероцветными песками, алевролитами и глинами. Толщина свиты 830-867 м.

К верхнемеловым отложениям относятся верхняя часть вышеописанной покурской свиты и морские образования кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской свит.

Кузнецовская свита, толщиной 11-17 м, представлена в основном серыми глинами с редкими прослоями песчаников.

Ипатовская свита в литологическом отношении это преимущественно мелкозернистые песчаники глауконит-кварцевого состава. Толщина свиты изменяется от 174 до 187 м.

Славгородская свита сложена серыми, зеленовато-серыми глинами, иногда алевролитовыми или опоковидными. Толщина свиты 59-68 м.

Ганькинская свита сложена серыми, зеленовато-серыми, известковистыми глинами с прослоями мергелей, алевролитов и песчаников. Общая толщина 93-102 м.

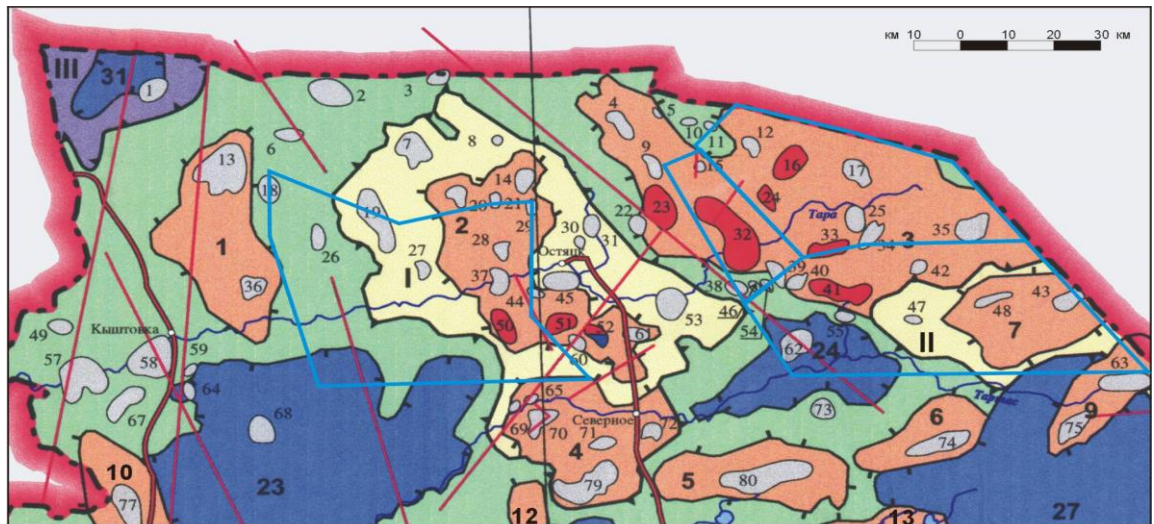
Палеогеновая система. Среди отложений этой системы выделяются морские осадки талицкой, люлинворской, чеганской свит и континентальные осадки некрасовской свиты, представленные в основном глинами с отдельными прослоями песчаников и алевролитов, число которых заметно увеличивается вверх по разрезу. Общая толщина отложений составляет 285 м.

Неогеновые и четвертичные отложения представлены желтовато-серыми супесями, глинами и песками серыми, желтовато-серыми, общей толщиной до 20 м.

1.3 Тектоническая характеристика продуктивных пластов

Исследуемый район расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Доюрский фундамент является гетерогенным складчато-блоковым сооружением[1].

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Верх-Тарской антиклинальной структуре северо-западного простираения, осложняющей одноименный структурный мыс - структуру II порядка, который к юго-востоку через ряд более мелких поднятий переходит в Калгачский выступ. Верх-Тарское поднятие, как и подавляющее число локальных поднятий III порядка Западно-Сибирской равнины, образовалось над эрозионно-тектоническими выступами фундамента (рисунок 2) [1].



- | | | |
|------------------------------|-------------------------|----|
| Структуры I порядка | | |
| I | Межовский свод | |
| II | Калгачский выступ | |
| III | Нюрольская впадина | |
| Структуры II порядка | | |
| 1 | Камышинский вал | 11 |
| 2 | Межовское к.п. | 12 |
| 3 | Таволгинский с.м. | 13 |
| 4 | Тартасское к.п. | 14 |
| 5 | Ново-Троицкий вал | 15 |
| 6 | Теннисский вал | 16 |
| 7 | Западно-Калгачское к.п. | 17 |
| 9 | Капельский вал | 18 |
| 10 | Воробьевский вал | 19 |
| 12 | Красногорское к.п. | 20 |
| 13 | Убинский с.м. | 21 |
| 23 | Шипицинская котловина | 22 |
| 24 | Пешковская котловина | 23 |
| 27 | Николаевская котловина | 24 |
| 31 | Тамятский прогиб | 25 |
| Структуры III порядка | | |
| 1 | Рифтовая | 26 |
| 2 | Чековская | 27 |
| 3 | Островная | 28 |
| 4 | Заречная | 29 |
| 5 | Мурашовская | 30 |
| 6 | Чебурлинская | 31 |
| 7 | Верхчековская | 32 |
| 8 | Оптимистическая | 33 |
| 9 | Северо-Малоичская | 34 |
| 10 | Чузанская | 35 |
| | | 36 |
| | | 37 |
| | | 38 |
| | | 39 |
| | | 40 |
| | | 41 |
| | | 42 |
| | | 43 |
| | | 44 |
| | | 45 |
| | | 46 |
| | | 47 |
| | | 48 |
| | | 49 |
| | | 50 |
| | | 51 |
| | | 52 |
| | | 53 |
| | | 54 |
| | | 55 |
| | | 57 |
| | | 58 |
| | | 59 |
| | | 60 |
| | | 61 |
| | | 62 |
| | | 63 |
| | | 64 |
| | | 65 |
| | | 67 |
| | | 68 |
| | | 69 |
| | | 70 |
| | | 71 |
| | | 72 |
| | | 73 |
| | | 74 |
| | | 75 |
| | | 76 |
| | | 77 |
| | | 79 |
| | | 80 |

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | |
|--|---|--|---|
| | граница Новосибирской области | | промежуточные структуры |
| | контуры положительных структур I порядка | | основные структуры III порядка (локальные поднятия) |
| | контуры отрицательных структур I порядка | | разломы |
| | контуры положительных структур II порядка | | нефтяные месторождения |
| | контуры отрицательных структур II порядка | | газоконденсатные месторождения |
| | | | границы лицензионных участков |

Рисунок 2 – Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Новосибирской области

Размеры структуры по изогипсе -2380 м кровли отражающего горизонта $Ю_1^1$ составляют 28×8 километров, а максимальная амплитуда по вертикали достигает 73 м. Основная антиклинальная структура состоит из множества небольших локальных поднятий, в северной и средней частях вытянутых преимущественно в северо-восточном направлении и разделенных между собой неглубокими (15-20 м) прогибами также северо-восточной ориентировки. В

большинстве случаев поднятия сопрягаются с прогибами по разломам, что обуславливает блоковое строение Верх-Тарской структуры.

Характерно, что интенсивность разломной тектоники, также как и амплитуды рельефа разновозрастных поверхностей, наиболее ярко проявляются в доюрских образованиях палеозойского фундамента и уменьшаются (затухают) кверху, к кровле юрских отложений. Многие из разломов не достигают Ю₁¹ и ограничены уровнем тюменской свиты. В интервале продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁² практически все тектонические нарушения являются малоамплитудными (с перепадом глубин в пределах нескольких метров), трудно выделяемыми по данным сейсморазведки.

Анализ ориентации разломов, выделенных на уровне пласта Ю₁¹, позволил сделать вывод, что основным тектоническим механизмом, определившим формирование данных разломов, являлись региональные деформации по латерали. Данное положение основывается главным образом на хорошем схождении простирания разломов с классической моделью деформации латерального сдвига. С учётом простирания самой Верх-Тарской структуры, в случае рядной сетки, будет оптимальной как раз северо-восточная ориентировка рядов скважин, однако при этом возрастает риск попадания ствола скважины в разлом, что является негативным фактором. Подобная интерпретация уже приводилась ранее специалистами организации «СибНефтеГеофизика» (г. Новосибирск) и была описана в отчете (Губа А.В., Мигурский А.В., 1998).

Сравнение разломов Верх-Тарского месторождения с экспериментальной моделью показало, что направление главного регионального стресса при лево-латеральном сдвиге возможно было ориентировано в направлении восток-запад. В данном случае можно предположить, что основной тренд разломов (СВ) соответствует синтетическим разрывам сдвига, тогда как вторичный тренд представляет собой антитетические разрывы. Ориентация осей антиклинальных складок также хорошо соответствует экспериментальной модели.

Следует отметить, что практическая значимость подобных концептуальных обоснований заключается в том, что это дает возможность подтвердить корректность интерпретации положения разломов по сейсмическим данным.

1.4 Физико-литологическая характеристика коллекторов и залежей

При оценке граничных признаков коллекторов $K_{п}^{гп}$, $K_{пр}^{гп}$ использовался и петрофизический способ, основанный на связях типа “кern-кern”. Величина граничного значения пористости ($K_{п}^{гп}$) составляет 10,6 % (начало фильтрации в продуктивном коллекторе). Граничное значение проницаемости $K_{пра}^{гп}$, соответствующее величине динамической пористости равной нулю ($K_{п}^д=0$), при которой отсутствует фильтрация флюида, равно 0,18 мД[1].

Интервалы, из которых получена безводная нефть, характеризуются величиной УЭС более 6,4 Омм. Водоносные пласты располагаются на сопоставлении в зоне, ограниченной сверху линией тренда $\rho_{п} = -0,1805 K_{п} + 8,1504$. В интервале сопротивлений от этой линии до значения $\rho_{п} = 6,4$ Омм

находится зона неоднозначности, где возможны как однофазные притоки нефти и воды, так и двухфазные смеси нефти с водой.

По керну имеется 442 учтенных определения пористости, среднее значение по пласту составляет 15,4%. Нефтенасыщенность по керну определялась по 22 образцам из 11 скважин и составила в среднем 65%. Остаточная водонасыщенность составляет по результатам 279 определений 35,5% (рисунок 3).

В утвержденной в 2006 г «Технологической схеме разработки Верх-Тарского нефтяного месторождения» пористость по ГИС находится в пределах 10,5-20,6% при средневзвешенных значениях по блокам: северный блок -18,1%; центральный блок -17,7 и 17,4% для ЧНЗ и ВНЗ соответственно; южный блок 19,4 и 20,4% для ЧНЗ и ВНЗ. Нефтенасыщенность по ГИС составляет 57,5% для северного блока, 60,2 и 54,2% для центрального блока для ЧНЗ и ВНЗ соответственно, 53,4 и 51,5% для южного блока.[2]

В рамках «Оперативного подсчёта запасов нефти и растворенного газа по пласту ЮВ₁¹ Верх-Тарского месторождения (по состоянию на 1.01.2009 г)» (рисунок 3), который был утверждён Федеральным Агентством по недропользованию (Протокол № 18/48 от 06.02.2009 г), проведена обработка и интерпретация материалов ГИС по скважинам, пробуренным в 2006-2008 гг (73 скважины). Получены следующие результаты (таблица 1):

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры		Значение
Средняя глубина залегания подошвы пласта, м		2455,6-2530,4
Средняя мощность пласта	общая, м	17,3
	эффективная, м	8,88
	нефтенасыщенная, м	7,82
	Водонасыщенная, м	8,04
Начальная отметка ВНК, м		2360-2381
Начальная отметка ГНК		
Пористость, д.е.		0,18
Проницаемость, мД		38,1
Площадь нефтеносности, тыс. м ²		131655
Нефтенасыщенность, д.ед.		0,57
Начальное пластовое давление, приведенное к ВНК, МПа		25
Давление насыщения, МПа		7,6
Температура пласта, °С		84,3
Тип коллектора		поровый
Коэффициент для перевода 1 т нефти в пластовые условия		1,368

Пористость – 18,1% (Северный блок, уровень ВНК -2336-2338 м, для ВНЗ), 17,6 и 17,5% (Северный блок, уровень ВНК -2360 м, для ЧНЗ и ВНЗ соответственно), 18,1 и 18,0% (Северный блок, уровень ВНК -2345 м, для ЧНЗ и ВНЗ соответственно), 17,2% (Центральный блок, для ЧНЗ).

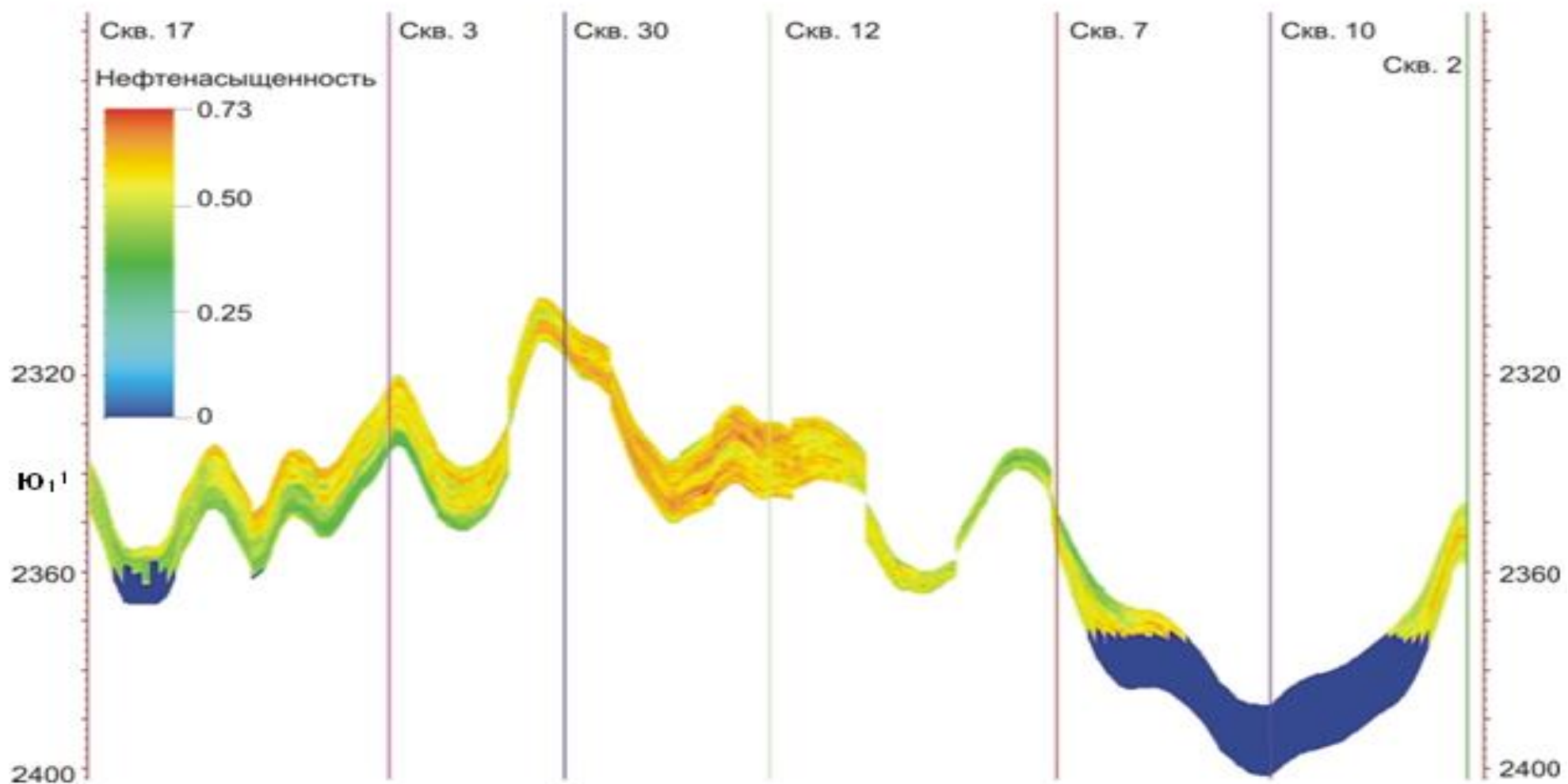


Рисунок 3 – Карта нефтенасыщенности пласта Ю₁¹ Верх-Тарского месторождения

Нефтенасыщенность – 60,3% (Северный блок, уровень ВНК -2336-2338 м, для ВНЗ), 64,0 и 59,9% (Северный блок, уровень ВНК -2360 м, для ЧНЗ и ВНЗ соответственно), 61,5 и 60,1% (Северный блок, уровень ВНК -2345 м, для ЧНЗ и ВНЗ соответственно), 59,9% (Центральный блок, для ЧНЗ).

1.5 Характеристика пластовых флюидов

До 2001 г анализы пластовой нефти по пласту Ю₁¹ были проведены по 17 поверхностным пробам, отобранным из 10 скважин (скв. №№ 1, 2, 3, 7, 9, 11, 12, 15, 16, 111), а также по 26 глубинным пробам, отобранным из шести скважин. Анализы проводились в лаборатории нефти и газа Комплексной тематической экспедиции НТГУ, Центральной лаборатории «Главтюменьгеологии», лаборатории пластовых жидкостей ДЗАО «НижневартовскНИПИнефть» и лаборатории Сибирской опытно-методической геофизической экспедиции по исследованию скважин в период 1971-2000 гг[1].

В период 2005-2008 гг выполнены анализы характеристик пластовой нефти по 22 глубинным пробам (скв. №№ 30, 113, 148, 199, 180, 302, 350, 360, 379, 389) и трём поверхностным (скв. № № 302, 350, 379).

По результатам исследований (до 2001 г) поверхностных проб нефть пласта Ю₁¹ является легкой (плотность <0,850 г/см³), маловязкой, характеризуется малым содержанием серы - 0,30%, парафинов – 1,81%. Хлористые соли и сероводород отсутствуют. Нефть является малосмолистой (смола силикагелевых 4,7%, асфальтенов 0,078%). В фракционном составе бензиновых фракций (до 200⁰С) – 48,1 об.%, керосиновых (от 200 до 300⁰ С) – 20 об.%. Остаток и потери составляют 29,4 %, температура начала кипения +(61-78)⁰С.

Результаты определения характеристик нефти для сравнительного анализа приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Свойства пластовой нефти пласта Ю₁¹

Наименование параметра	Числовые значения	
	диапазон изменений	принятые значения
Пластовое давление, МПа	23,1-23,9	25
Пластовая температура, °С	80	80
Давление насыщения, МПа	2,1-18,6	7,6
Газосодержание, м ³ /т	31,0-50,0	116
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	663-746	703
Вязкость в условиях пласта, МПа·с	0,26-0,78	0,48
Коэффициент объёмной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,7-15,8	12,74
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1,268-1,691	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,136-1,317	1,218
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³ , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	0,792-0,823	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0,794-0,8	0,797

Таблица 3 – Характеристика пластовой воды

Параметр		Значения
Вязкость, МПа·с		0,37
Плотность, кг/м ³		1,02
Минерализация, г/л		30,82
Объемный коэффициент		1,028
Газосодержание, м ³ /т		2,32
Содержание анионов	Cl	18 249
	SO ₄	1,45
	HCO ₃	994,3
Содержание катионов	Na+K	10 272,0
	Ca	1 327,8
	Mg	210,6

Определенная методом ступенчатой сепарации и скорректированная к незатронутым разработкой пластовым условиям плотность разгазированной нефти составляет 0,812 г/см³. Давление насыщения нефти пласта Ю₁ Верх-Тарского месторождения равно 7,6 МПа. Коэффициент объемной упругости колеблется в пределах $(8,7-15,8) \times 10^{-4}$ 1/МПа, составляя в среднем $12,74 \times 10^{-4}$ 1/МПа. Газосодержание нефти пласта Ю₁ Верх-Тарского месторождения равно 116 м³/т. Пересчетный коэффициент принят равным 0,731.

По результатам исследований 2005-2008 гг поверхностных проб нефть пласта Ю₁¹ является легкой (плотность <0,800 г/см³), маловязкой – 2 мм²/с, характеризуется малым содержанием серы - 0,2%, парафинов – 1,9%. Хлористые соли и сероводород отсутствуют. Нефть является малосмолистой (смола силикагелевых 3,3 %, асфальтенов 0,07-0,12%). В фракционном составе бензиновых фракций (до 200⁰С) – 48 об.%, керосиновых (до 300⁰С) – 22 об.%. Остаток и потери составляют 30 %, температура начала кипения +(29-33)⁰С.

Давление насыщения нефти пласта Ю₁ Верх-Тарского месторождения равно 7,6 МПа. Коэффициент объемной упругости колеблется в пределах $(18,2-19,3) \times 10^{-4}$ 1/МПа, составляя в среднем $18,7 \times 10^{-4}$ 1/МПа. Газосодержание нефти пласта Ю₁ Верх-Тарского месторождения равно (95-105) м³/т[1].

1.6 Запасы нефти

Подсчёт запасов нефти по залежам Верх-Тарского месторождения произведён по состоянию изученности на 1.09.2005 г. Запасы утверждены ГКЗ Роснедра (протокол № 1243-дсп от 11.08.2006 г) и поставлены на государственный баланс. В 2008 г был выполнен «Оперативный подсчёт запасов нефти и растворенного газа по пласту ЮВ₁¹ Верх-Тарского месторождения (по состоянию на 1.01.2009 г)», который был утверждён Федеральным Агентством по недропользованию (Протокол № 18/48 от 06.02.2009 г), и запасы поставлены на государственный баланс. В таблице 4 приведено состояние запасов нефти на 1.01.2009 г[2].

Таблица 4 – Состояние запасов нефти на 1.01.2009 г

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс т										Текущие запасы нефти, тыс т				
	утверждённые ГКЗ Роснедра					на государственном балансе					геологические		извлекаемые		
	Геологические		извлекаемые		КИН C ₁ /C ₂ , доли ед	геологические		извлекаемые		КИН C ₁ /C ₂ , доли ед	геологические		извлекаемые		КИН C ₁ , доли ед
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂		A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂		A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
пласт Ю ₁ ¹	57789	9946	27243	4575	0,471/ 0,460	54560	644	25470	316	0,467/0,491	45492	644	16402	316	0,16
пласт Ю ₂ ¹	-	536	-	188	-/0,35	-	536	-	188	-/0,35	-	536	-	188	-
Всего по месторождению	57789	10482	27243	4763	0,471/ 0,454	54560	1180	25470	504	0,467/0,427	45492	1180	16402	504	0,16

В 2008г. ООО «Тюменский нефтяной научный центр» выполнено оперативное изменение запасов нефти и растворенного газа по пласту ЮВ₁¹ Верх-Тарского месторождения (Протокол № 18/48 от 06.02.2009г.).

На 1.01.2009г. на государственном балансе числятся запасы:

По пласту Ю₁¹

по категории ВС1:

Балансовые – 54 560 тыс.т.;

Извлекаемые – 25 470 тыс.т.

по категории С2:

Балансовые – 644 тыс.т.;

Извлекаемые – 316 тыс.т.

По пласту Ю₁²

по категории С2:

Балансовые – 536 тыс.т.;

Извлекаемые – 188 тыс.т.

2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ВЕРХ-ТАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Анализ выполнения проектных решений, начиная с 2008 года, будет проведен на уточненные показатели последнего проектного документа, т.е. авторского надзора [2].

Фактически по пласту ЮВ₁¹ Верх-Тарского месторождения пробурено 172 скважины, в т.ч. 106 добывающих, 59 нагнетательных и 7 водозаборных.

С 2007 года реализация проектной системы разработки начата на северном участке залежи. В настоящее время можно выделить лишь несколько сформированных элементов системы, в виду того, что часть нагнетательных скважин находится в отработке на нефть.

2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Динамика показателей разработки по месторождению приведена на рисунке 4.

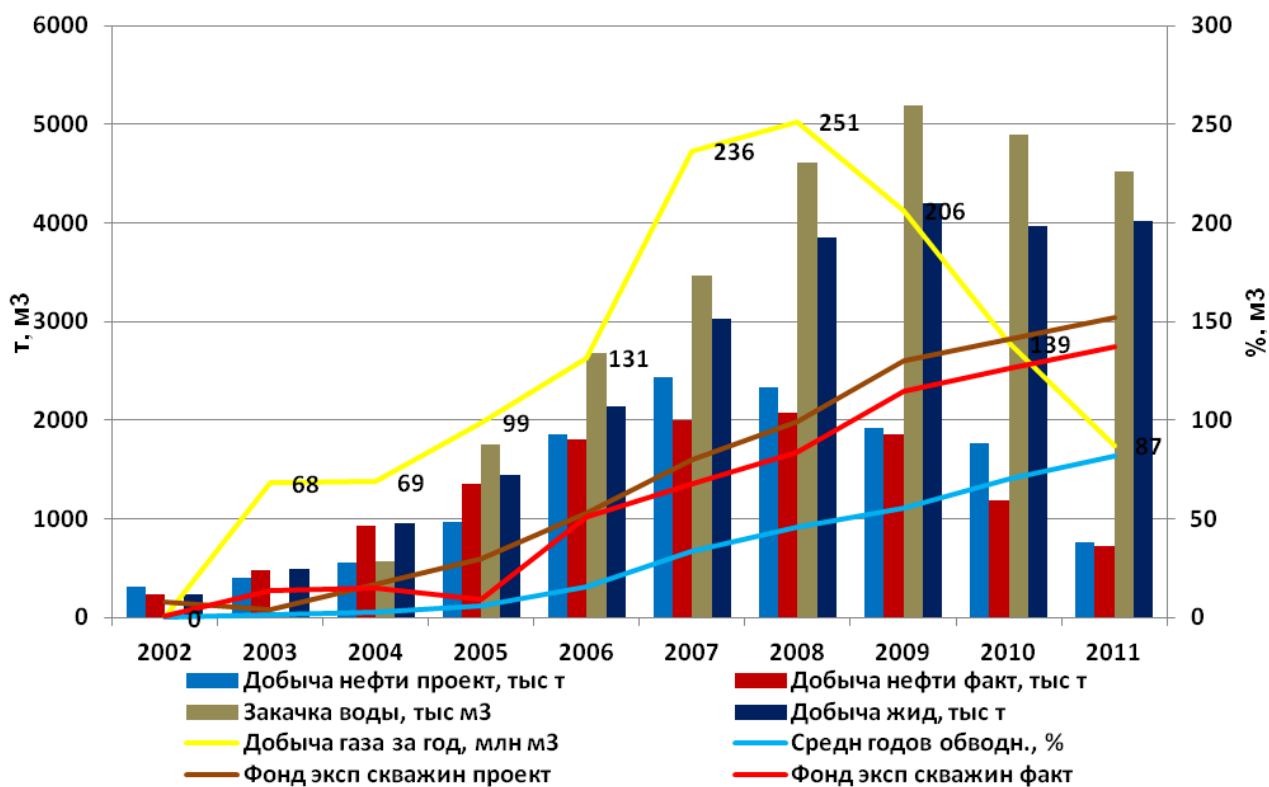


Рисунок 4 – Динамика показателей разработки (проект – факт)

Сравнение проектных и фактических показателей разработки Верх-Тарского месторождения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Наименование	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Добыча нефти проект, тыс т	313,0	397,2	553,8	963,4	1853,0	2437,0	2330,6	1927,7	1768,1	759,3
Добыча нефти факт тыс т	235,0	481,6	928,1	1354,4	1804,5	2004,5	2077,4	1860,8	1185,3	723,2
Добыча жидкости тыс т	235,9	490,3	955,4	1441,0	2141,1	3033,2	3851,2	4197,4	3969,7	4023,5
Добыча газа за год, млн м ³	0,0	68,2	68,9	98,6	131,4	236,5	251,3	206,3	139,0	87,1
Закачка воды, тыс м ³	0,0	28,4	567,2	1757,5	2681,5	3470,0	4616,4	5194,3	4896,6	4520,9
Средне годовое обводнение %	0,3	1,8	2,9	6,0	15,7	33,9	46,1	55,7	70,1	82,0
Текущий коэффициент извлечения нефти	-	-	-	-	0,046	0,060	0,080	0,090	0,085	0,078
Добыча жидкости т	418 388,1	908 713,1	1 864 169,7	3 305 190,0	5 446 327,0	8 479 559,0	12 330 733,0	16 528 173,0	20 497 868,0	24 521 402,0
Фонд эксплуатационной скважины проект	8	4	17	30	53	80	99	130	141	152
Фонд эксплуатационной скважины факт	1	14	15	9	51	68	84	115	126	137
Фонд нагнетательной скважины проект		6	2	0	31	47	70	85	91	97
Фонд нагнетательной скважины факт		2	1	2	30	41	58			

2.2 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Эксплуатационное бурение на Верх-Тарском месторождении начато в 2001 году в южной части месторождения, система поддержания пластового давления организована в 2003 г., согласно «Дополнению к уточненной технологической схеме разработки Верх-Тарского месторождения», составленному ОАО ЦГЭ в 2001 г. и утвержденному ЦКР (протокол №2743 от 04.10.2001 г.) [2].

Проектным документом предусматривалась реализация трехрядной системы разработки с горизонтальными скважинами в стягивающих рядах.

Вместе с тем, после проведения переинтерпретации данных 3D-сеймики, предполагаемое строение залежи претерпело значительные изменения. В частности, была выделена серия тектонических нарушений, как частично проницаемых, так и непроницаемых. Применение трехрядной системы разработки при таком строении залежи могло привести к низкой степени охвата пласта вытеснением и уменьшению извлекаемых запасов.

Эффективность реализуемой системы разработки во многом определяется формированием системы поддержания пластового давления. Наличие серии тектонических нарушений препятствует эффективному поддержанию пластового давления в зоне отборов, поэтому очевидно, что утвержденная в 2001 г. рядная система расположения нагнетательных скважин не была оптимальной.

Фактическая приемистость нагнетательных скважин была значительно ниже проектной, вследствие чего накопленная компенсация отбора на конец 2003 г. составила лишь 1,8%, на конец 2004 г. – 20,1%, что привело к значительному падению пластового давления в зоне интенсивных отборов.

Были определены основные направления совершенствования 3-х рядной системы разработки:

- изменение системы заводнения на более «жесткую», с большим количеством нагнетательных скважин;
- переход на площадную систему разработки;
- размещение проектных нагнетательных скважин вне зон тектонических нарушений;
- соблюдение баланса объемов добываемой продукции и закачки воды.

В 2006г. была ЗАО «Тюменский нефтяной научный центр» была составлена «Технологическая схема разработки Верх-Тарского месторождения» (протокол №3859 от 23.11.2006г.), предусматривающая размещение наклонно-направленных скважин по равномерной квадратной сетке 500x500м с последующим изменением направления фильтрационных потоков.

На 1.01.2009г. в нагнетательном фонде числится 58 скважин, 56 из которых находятся под закачкой и 2 в освоении. Приемистость нагнетательных скважин на 1.01.2009г. составляет 269,8 м³/сут, что незначительно выше запроектированного уровня – 251,2 м³/сут. Накопленная компенсация отборов в 2008 г. составила 70,8%. Пластовое давление по месторождению в последние годы постепенно увеличивалось и в 2008г. составило 185 атм.

В настоящее время на разбуренной части месторождения продолжается формирование проектной системы заводнения. Отставание от проектных уровней практически отсутствует, добыча нефти осуществляется достаточно интенсивно.

Анализ действующей системы разработки показал, что применение площадной пятиточечной системы заводнения значительно стабилизировало энергетическое состояние залежи.

3 СБОР ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ВЕРХ-ТАРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Специфика добычи попутного нефтяного газа состоит в том, что он является побочным продуктом нефтедобычи [3].

Сбор попутного нефтяного газа на Верх-тарском нефтяном месторождении осуществляется как на центральном пункте сбора и подготовки нефти (ЦПС), так и на участке с установкой подготовки сеноманской воды (УПСВ, где также осуществляется подготовка нефти.

3.1 Сбор газа на УПСВ

Нефтяной газ после нефтяных сепараторов поступает в газовый сепаратор (ГС) для доочистки от капельной жидкости. Газ после газосепаратора поступает на узел учета и распределения, расположенный на открытой площадке. Основная часть газа направляется в газопровод на площадку ЦПС для выработки электроэнергии на ГПЭС [3].

Часть газа используется в качестве топливного для дежурных горелок факелов, продувочного газа в факельные коллекторы. Избыток газа запорно-регулирующим затвором сбрасывается в факельный коллектор высокого давления. Производится замер и регистрация сжигаемого газа с выводом показаний в операторную. Окончательное разгазирование нефти для подачи в резервуар осуществляется в концевом сепараторе КС. Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для транспортирования выделившегося газа на факел низкого давления, но не более 0,004 МПа (избыточное), здесь также производится замер и регистрация сжигаемого газа.

От УПСВ до ЦПС проходит газопровод протяжённостью 12070 метров и диаметром 426 миллиметров предназначенный для транспортировки подготовленного попутного нефтяного газа от дожимной насосной станции (ДНС) с УПСВ Верх-Тарского месторождения до существующего газопровода ЦПС – ГПЭС (рисунок 5).

На газопроводе предусмотрена установка:

- узла запуска средств очистки и диагностики (СОД) в начале трассы;
- узла приема СОД в конце трассы;
- узла сбора конденсата.

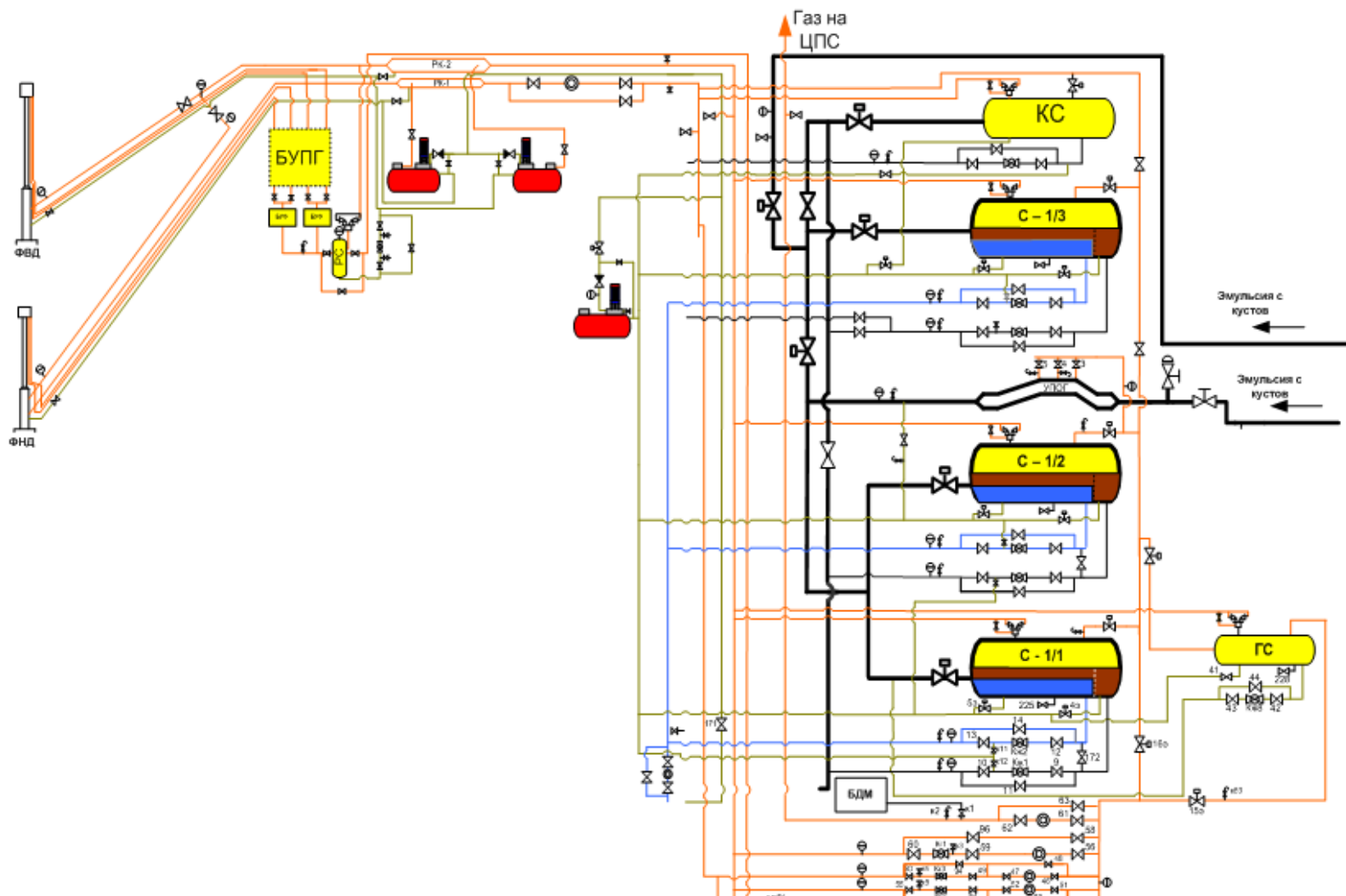


Рисунок 5 – Система сбора газа на УПСВ

Давление в газопроводе определено, исходя из обеспечения конечного давления $4,0 \text{ кгс/см}^2$ на регуляторе давления, установленном на узле сбора конденсата и ограничения давления в начале трассы – не более 5 кгс/см^2 . Максимальная производительность газопровода – $438356 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Для предотвращения образования гидратов в трубопровод подачи газа на ЦПС осуществляется дозирование метанола с помощью блочной установки дозирования. Требуемый расход метанола рассчитан с помощью моделирующей программы PRO-II. Гидратообразование начинается при давлении $5,0 \text{ кгс/см}^2$, температуре 2°C . Необходимый расход метанола для его предупреждения составляет $Q=4 \text{ кг/час}$ ($\sim 5 \text{ л/час}$).

3.2 Сбор газа на ЦПС 1-я ступень

На ЦПС ВТНМ газ поступает из двух источников: со скважинной продукцией с кустовых площадок и по газопроводу с УПСВ (рисунок 6) [3].

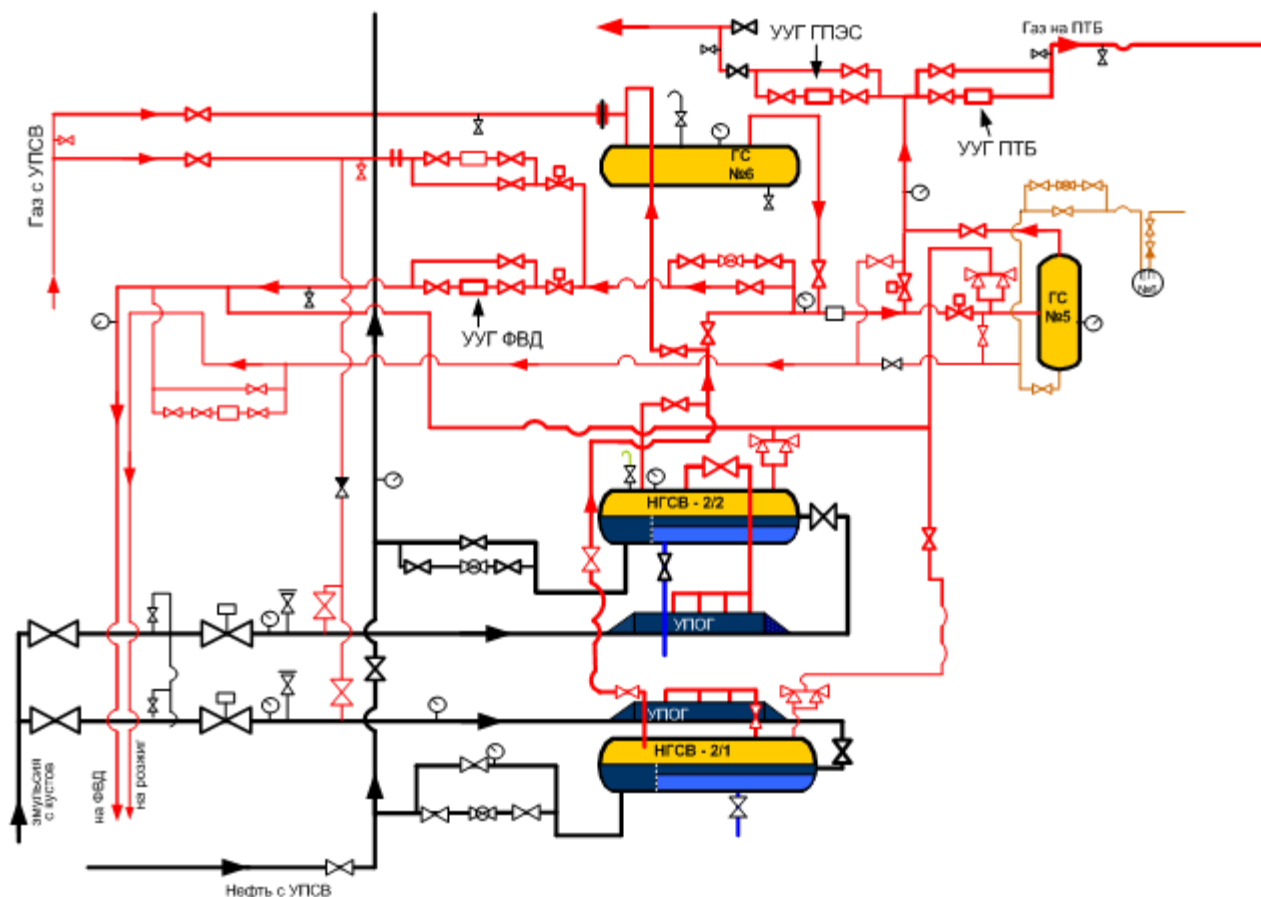


Рисунок 6 – Схема сбора попутного нефтяного газа 1-ой ступени сепарации ЦПС

Газ, отделившийся из скважинной продукции в УПОГ-1 (УПОГ-2), и далее в трехфазном сепараторе НГСВ-2/1 (НГСВ-2/2), поступает в газовый сепаратор ГС-6 объемом $V=50 \text{ м}^3$.

По газопроводу УПСВ-ЦПС газ поступает в УПОГ-2 (УПОГ-1), далее в НГСВ 2/2 (НГСВ 2/1), где происходит дополнительная сепарация попутного нефтяного газа поступившего с УПСВ. Затем газ также поступает в ГС-6. В случае необходимости есть возможность подавать попутный нефтяной газ из трубопровода УПСВ-ЦПС непосредственно в горизонтальный газосепаратор ГС-6.

Горизонтальный газосепаратор ГС-6 предназначен для сепарации общего потока попутного нефтяного газа на ЦПС. Давление в сепараторе поддерживается $4,4 \text{ кг/см}^2$ и контролируется автоматически путем изменения степени открытия поворотного затвора.

Далее газ поступает в ГС-5, где происходит более тонкое отделение газа от жидкости.

Из ГС-5 осуществляется подача топливного газа на печи нагрева ПТБ-5-40Э и энергокомплекс. Излишние остатки сжигаются на факеле высокого давления. Учет газа на первой ступени производится тремя оперативными узлами учета газа (ОУУГ): ОУУГ ГПЭС, ОУУГ ПТБ и ОУУГ ФВД.

3.3 Сбор газа на ЦПС 2-я ступень

Оставшийся газ после первой ступени сепарации отделяется в концевой сепарационной установке второй ступени и поступает в газосепараторы для доочистки от капельной жидкости, а затем на факел низкого давления (рисунки 7) [3].

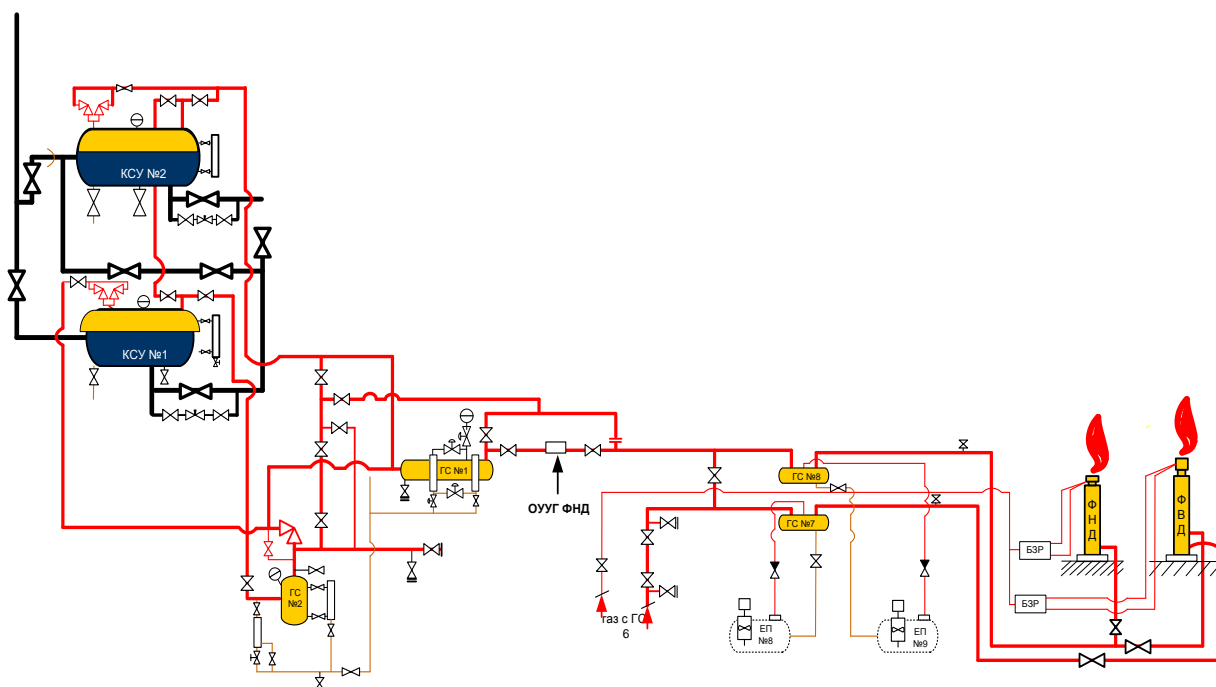


Рисунок 7 – Схема сбора газа на ЦПС 2-я ступень

В последние годы наметилась тенденция к укрупнению пунктов подготовки нефти: продукция с нескольких нефтяных месторождений (или

залежей) поступает на подготовку в один центральный пункт, построенный на одном из месторождений (обычно на самом крупном). При этом на остальных месторождениях строят лишь дожимные насосные станции, обеспечивающие подачу продукции скважин до ЦПС.

3.4 Оценка производительности факельной установки

Объемный расход и скорость истечения, сжигаемого на факельной установке попутного нефтяного газа, измеряется экспериментально либо, при отсутствии прямых измерений, рассчитывается по формуле

$$W_v = 0,785 \cdot U \cdot d_0^2, \quad (1)$$

где W_v – объемный расход, м³/с;

U – скорость истечения ПНГ из выходного сопла факельной установки м³/с;

d_0^2 – диаметр выходного сопла, м.

$$W_v = 0,785 \cdot U \cdot d_0^2 = 432000$$

Скорость распространения звука при постоянных сбросах

$$U = 0,2 \cdot U_{зв} \quad (2)$$

где $U_{зв}$ – скорость распространения звука в ПНГ

$$U = 0,2 \cdot 406 = 81,2,$$

Массовый расход, сбрасываемого на факельной установке газа, рассчитывается по формуле:

$$W_g = 2826 \cdot U \cdot d_0^2 \cdot p_r, \quad (3)$$

где p_r – плотность ПНГ, кг/м³, (измеряется экспериментально, либо рассчитывается по объемным долям V_i (% об) и плотностям ρ_i (кг/м³) компонентов.

U – скорость истечения ПНГ из выходного сопла факельной установки м³/с;

d_0^2 – то же, что и в формуле (1).

Объемный расход продуктов сгорания, покидающих факельную установку

$$W_{i\partial} = W_v \cdot V_{i\partial} \cdot \left(\frac{273 + T_r}{273} \right), \quad (4)$$

где W_v – объемный расход ($\text{м}^3/\text{с}$) сжигаемого на факельной установке ПНГ;

$V_{i\partial}$ – объем продуктов сгорания ($\text{м}^3 / \text{м}^3$);

T_r – температура горения, $^{\circ}\text{C}$.

3.5 Расчет мощности выбросов вредных веществ в атмосферу

Расчет плотности:

$$p_r = 0,01 \cdot \sum_i V_i \cdot p_i; \quad (5)$$

$$p_r = 0,01 \cdot \sum_i V_i \cdot p_i = 0,863 \text{ кг/м}^3$$

Таблица 6 – Плотность основных компонентов ПНГ

Компонент	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	n-, i-бутан C_4H_{10}	Пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Сероводород H_2S	Диоксид углерода CO_2	Азот N_2
Плотность p_i , кг/м^3	0,716	1,342	1,969	2,595	3,221	3,842	4,468	1,522	1,965	1,251

Таблица 7– Компонентный состав V_i (% об)

Компонент	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i- C_4H_{10}	n- C_4H_{10}	i- C_5H_{12}	n- C_5H_{12}	CO_2	N_2
V_i (% об)	88,47	1,78	2,50	0,77	1,49	0,34	0,32	0,15	1,07

Таблица 8– Расчет плотности ρ_r (кг/м^3)

Компонент	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i- C_4H_{10}	n- C_4H_{10}	i- C_5H_{12}	n- C_5H_{12}	CO_2	N_2
$0,01 V_i p_i$	0,634	0,038	0,091	0,021	0,040	0,012	0,011	0,003	0,013

Расчет условной молекулярной массы:

$$\mu_r = 0,01 \cdot \sum_i V_i \cdot \mu_i; \quad (6)$$

$$\mu_r = 0,01 \cdot \sum_i V_i \cdot \mu_i = 18,868 \text{ кг/моль.}$$

Таблица 9– Содержание (% масс.) химических элементов в основных компонентах ПНГ

Компонент	Содержание химических элементов в компонентах (% масс.)				
	С	Н	S	О	N
CH_4	74,87	25,13	-	-	-
C_2H_6	79,89	20,11	-	-	-
C_3H_8	81,71	18,29	-	-	-
C_4H_{10}	82,66	17,34	-	-	-
C_5H_{12}	83,24	16,76	-	-	-
C_6H_{14}	83,73	16,27	-	-	-
C_7H_{16}	84,01	15,99	-	-	-
H_2S	-	5,92	94,08	-	-
CO_2	27,29	-	-	72,71	-
N_2	-	-	-	-	100

Условная молекулярная формула попутного нефтяного газа записывается в виде

$$K_o = \frac{0,421 + 1,607 \cdot 0,0087}{1 + 0,0087} = 0,431;$$

$$K_n = \frac{1,586}{1 + 0,0087} = 1,572;$$

$$K_h = \frac{3,215 \cdot 0,0087}{1 + 0,0087} = 0,028.$$

. Расчет мольного стехиометрического коэффициента М по условию полного насыщения валентности (полностью завершённой реакции окисления)

$$M = -\frac{\sum_j k_j v_j}{\sum_j k_j' v_j'}, \quad (7)$$

где v_j' и v_j – валентности элементов j и j' , входящих в состав влажного воздуха и ПНГ;

k_j – количество атомов элементов в условных молекулярных формулах влажного воздуха и газа.

$$M = -\frac{-4 \cdot 1,207 - 1 \cdot 4,378 + 2 \cdot 0,0027}{2 \cdot 0,431 - 1 \cdot 0,028} = 11,03 \quad (8)$$

Теоретическое количество влажного воздуха, необходимое для полного сгорания 1 м³, составляет 11,03 м³.

Объем продуктов сгорания при стехиометрическом горении равен

$$M_{\text{ин}} = c + s + 0,5[h + n + M(k_h + k_n)] = 1,207 + 0,5[4,378 + 0,0219 + 11,03(0,028 + 1,572)] = 12,23 \quad (9)$$

3.6 Расчет максимальных и валовых выбросов вредных веществ

Расчет максимальных выбросов вредных веществ

$$W_{gi} = 0,278 \cdot q_i \cdot W_g, \quad (10)$$

где q_i – удельный выброс i -го вредного вещества на единицу массы сжигаемого газа (кг/кг);

W_g – массовый расход сбрасываемого на факельной установке газа (кг/час).

Объемный расход газа $W_v = 432000 \text{ м}^3/\text{сутки} = 5 \text{ м}^3/\text{с}$. Сжигание бессажевое. Плотность газа $\rho_r = 0,863 \text{ кг/м}^3$. Массовый расход равен :

$$W_g = 3600 \cdot 0,863 \cdot 5 = 15534 \text{ кг/час}$$

Выбросы вредных веществ в г/с составляют:

СО – 86,2 г/с; NO_x – 12,96 г/с;

бенз(а)пирен – $0,1 \cdot 10^{-6}$ г/с.

Для вычисления выбросов углеводородов в пересчете на метан определяется массовая их доля, она равна 120%. Недожог равен $6 \cdot 10^{-4}$. Выброс метана составляет

Сера в ПНГ отсутствует.

Удельный выброс диоксида углерода рассчитывается по формуле:

$$q_{co_2} = \mu_{co_2} \left(\frac{c}{\mu_r} - \frac{q_{CH_4}}{\mu_{CH_4}} - \frac{q_{co}}{\mu_{co}} \right), \quad (11)$$

где μ_{co_2} , μ_{CH_4} , μ_{co} – молекулярные массы соответствующих газов;

μ_r – условная молекулярная масса ПНГ ;

c – количество атомов углерода в условной молекулярной формуле ПНГ .

Удельный выброс водяного пара Н₂О

$$q_{H_2O} = 0,5 \cdot \mu_{H_2O} \left[1 / \mu_r (h + aMK_n) - \frac{q_{CH_4}}{\mu_{CH_4}} \right], \quad (12)$$

где μ_{H_2O} и μ_{CH_4} – молекулярные массы H_2O и CH_4 ;

μ_r – условная молекулярная масса ПНГ;

h – количество атомов водорода в условной молекулярной формуле ПНГ;

a – коэффициент избытка влажного воздуха;

M – мольный стехиометрический коэффициент;

K_n – количество атомов водорода в условной молекулярной формуле влажного воздуха.

Удельный выброс азота N_2 :

$$q_{N_2} = \mu_{N_2} \left[1 / \mu_r (n + aMK_n) - \frac{q_{NO}}{\mu_{NO}} \right], \quad (13)$$

Удельный выброс кислорода O_2

$$q_{O_2} = \mu_{O_2} \left[1 / \mu_r (o + aMK_o) - 2 \frac{q_{CO_2}}{\mu_{CO_2}} - \frac{q_{H_2O}}{\mu_{H_2O}} - 2 \frac{q_{SO_2}}{\mu_{SO_2}} - \frac{q_{CO}}{\mu_{CO}} - \frac{q_{NO}}{\mu_{NO}} \right] \quad (14)$$

Расчет удельных выбросов CO_2 , H_2O , N_2 и O_2 на единицу массы сжигаемого попутного нефтяного газа (кг/кг)

Попутный нефтяной газ с условной молекулярной формулой $C_{1,207}H_{4,378}N_{0,0219}O_{0,028}$ сжигается в атмосфере влажного воздуха с условной молекулярной формулой $O_{0,431}N_{1,572}H_{0,028}$ при $a=1,0$.

Мольный стехиометрический коэффициент $M=11,03$.

Удельный выброс диоксида углерода:

$$q_{CO_2} = 44,011 \left(\frac{1,207}{19,260} - \frac{5 \cdot 10^{-4}}{16,043} - \frac{2 \cdot 10^{-2}}{28,011} \right) = 2,725$$

Удельный выброс водяного пара:

$$q_{H_2O} = 0,5 \cdot 18,016 \left[\frac{1}{19,26} (4,378 + 11,03 \cdot 0,028) - \frac{5 \cdot 10^{-4}}{16,043} \right] = 2,192$$

Удельный выброс азота

$$q_{N_2} = 28,016 \left[\frac{1}{19,26} (0,0219 + 11,03 \cdot 1,572) - \frac{3 \cdot 10^{-3}}{30,008} \right] = 25,251$$

Удельный выброс кислорода:

$$q_{O_2} = 32 \left[\frac{1}{19,26} (0,0027 + 11,03 \cdot 0,431) - 2 \cdot \frac{2,275}{44,011} - \frac{2,192}{18,016} - \frac{2 \cdot 10^{-2}}{28,011} - \frac{3 \cdot 10^{-3}}{30,008} \right] = 0,022$$

4 ПОДГОТОВКА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ВЕРХТАРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Средний состав большинства источников в Российской Федерации в массовых процентах выглядит следующим образом: метан – 60-65%; этан 6 - 12%; пропан 8 – 14%; изобутан (2-метилпропан) 3 – 5%; бутан 3 – 5 %; Таким образом, около 90% газообразных углеводородов содержится в обычной смеси этих газов. Еще около 5% углеводородов жидких – пентанов, гексанов, гептанов и их различных изомеров находятся в виде растворенных паров в этой газовой смеси. Еще около 4% приходится в среднем на примеси – азот, диоксид углерода, сероводород, гелий и другие неуглеводородные газы. Еще примесями являются вода как жидкость, породы в твердом виде, гидратообразования и вода в виде льда – вместе обычно на уровне не более 1% [4].

Таким образом, в целом ПНГ на 95% состоит из углеводородов и на 5% из нежелательных примесей. Но отклонения по различным источникам могут быть значительными, отличаясь от данного усредненного состава. Разработаны различные классификаторы попутных нефтяных газов, предлагающие ряды от «сухих», «бедных» газов до «жирных», «богатых» по различным принципам оценки. Классификация необходима для определения состава сырья по отношению к предстоящему процессу - предполагаемому методу переработки с одной стороны, и эффективности метода выделения этого газа как продукта предыдущего процесса его образования – с другой. Для расчетов состава природного газа применяется ГОСТ 31369-2008, который допускает содержание основного компонента метана от 50% до 99,97% , плотность - от 0,692 до 1,21 кг/м³.

Таким образом, состав такого газа, иногда полностью соответствует определению ПНГ, что говорит о широком использовании смесей такого рода в народном хозяйстве нашей страны и в мировом сообществе.

В свою очередь, любое серийное оборудование производится под использование в нем стандартного массового сырья. Использование в таком оборудовании попутного газа с параметрами, выходящими за рамки стандарта качества, приводит к ухудшению характеристик оборудования, преждевременному выводу его из строя, снижению долговечности его работы, снижению КПД и т.п. Для нормальной работы любого оборудования, включая генераторы электроэнергии, необходима подготовка попутного газа, приведение свойств НПГ к стандартным требованиям – в данном случае максимальному приближению свойств НПГ к природному газу горючему (ПГГ – ГОСТ 5542-87, ОСТ 51.40-93) и достижению других требований к сырью, предъявляемых производителем.

При установке газопоршневых (ГПС) или газотурбинных (ГТС) электростанций нефтяные компании или поставщики генерационного оборудования, обычно применяют упрощенные схемы подготовки попутного газа включающие в себя:

- удаление мехпримесей (фильтрация);

- удаление капельной жидкости (сепарация);
- удаление серосодержащих соединений (очень редко);
- подъем или сброс давления до требуемых параметров.

При этом среднестатистический попутный газ (смесь НПГ с первой и второй ступени сепарации) как правило содержит 400-550 г/н.м³ фракции С3+ (пропан и высшие), которые не извлекаются из газовой смеси при применении вышеописанных методов. С увеличением жирности попутного газа (содержания С3+) метановое число – как одна из важнейших характеристик сырья для ГПС (ГТС) снижается.

В связи с чем, как показывает практика использования ГПС (ГТС) непосредственно на объектах нефтедобычи, причинами выхода из строя или неполноценного функционирования дорогостоящего оборудования чаще всего являются[5]:

- образование и проброс конденсата;
- детонация;
- образование парафиновых и/или гидратных отложений в топливной системе;
- наличие в топливной смеси серосодержащих соединений;
- чрезмерное снижение или увеличение давления газовой смеси в топливной системе.

Помимо вышеперечисленных технических проблем, снижение метанового числа приводит к снижению мощности, выдаваемой ГПС (ГТС). Эта зависимость отображена на рисунке 8 [5]

График изображенный на рисунке 8 характеризует зависимость метанового числа различных газовых смесей от их состава, и зависимость изменения мощности ГПЭ от метанового числа топливной системы.

Необходимо отметить, что графический материал является ориентировочным и основан на усредненных данных. Зависимости мощности ГПЭ от метанового числа и метанового числа от состава топливной смеси должны рассчитываться индивидуально с учетом особенностей модели ДВС способа подготовки топливной смеси и др.

График изображенный на рисунке 9 характеризует зависимость метанового числа различных газовых смесей от их состава характеризующего наличием фракции С3+.

Необходимо отметить что графический материал является ориентировочным и основан на усредненных данных. Значение метанового числа рассчитывается для каждого состава газовой смеси индивидуально.

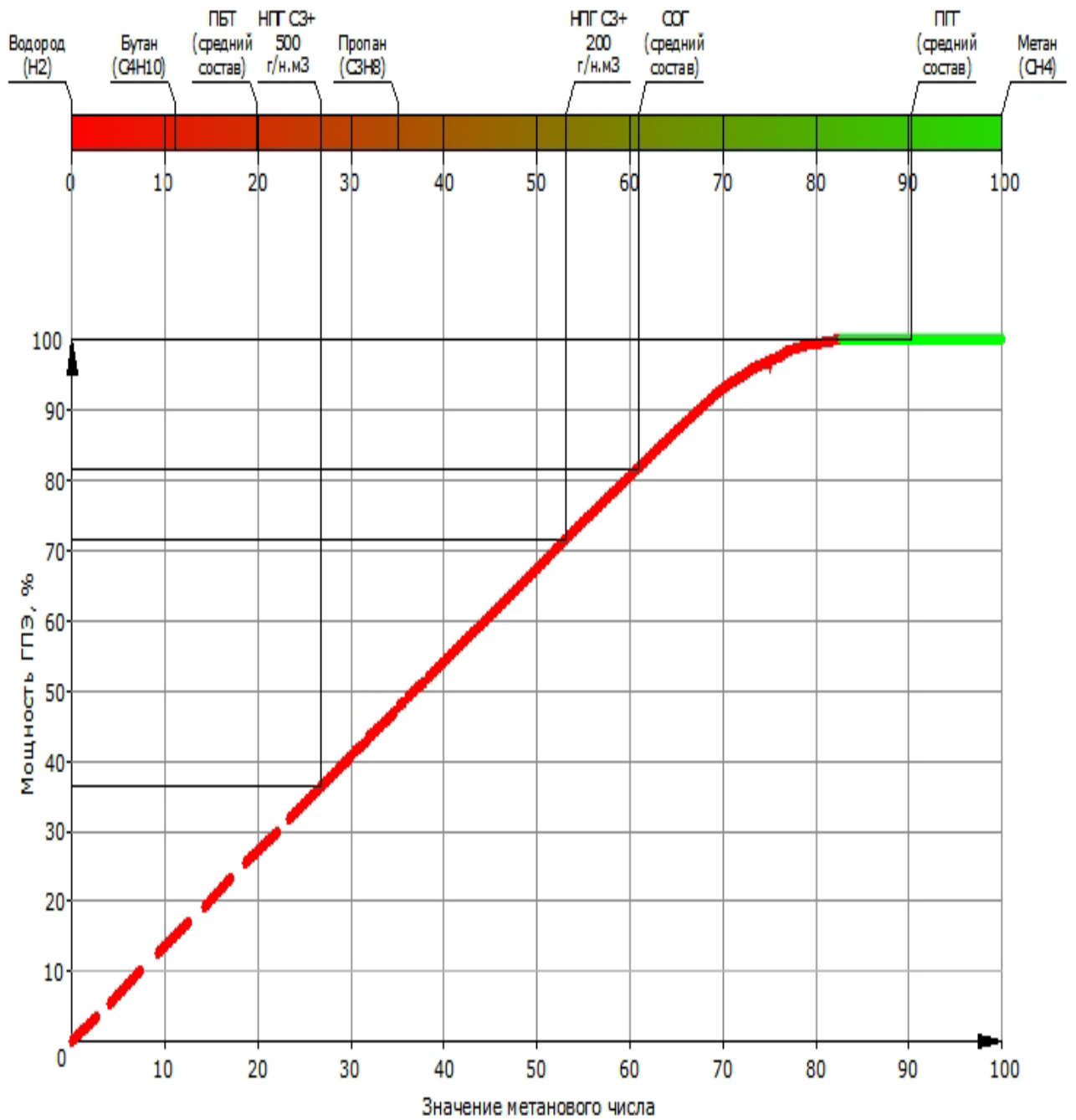


Рисунок 8 – Зависимость метанового числа различных газовых смесей от их состава, и зависимость изменения мощности ГПС (ГТС) от метанового числа топливной смеси

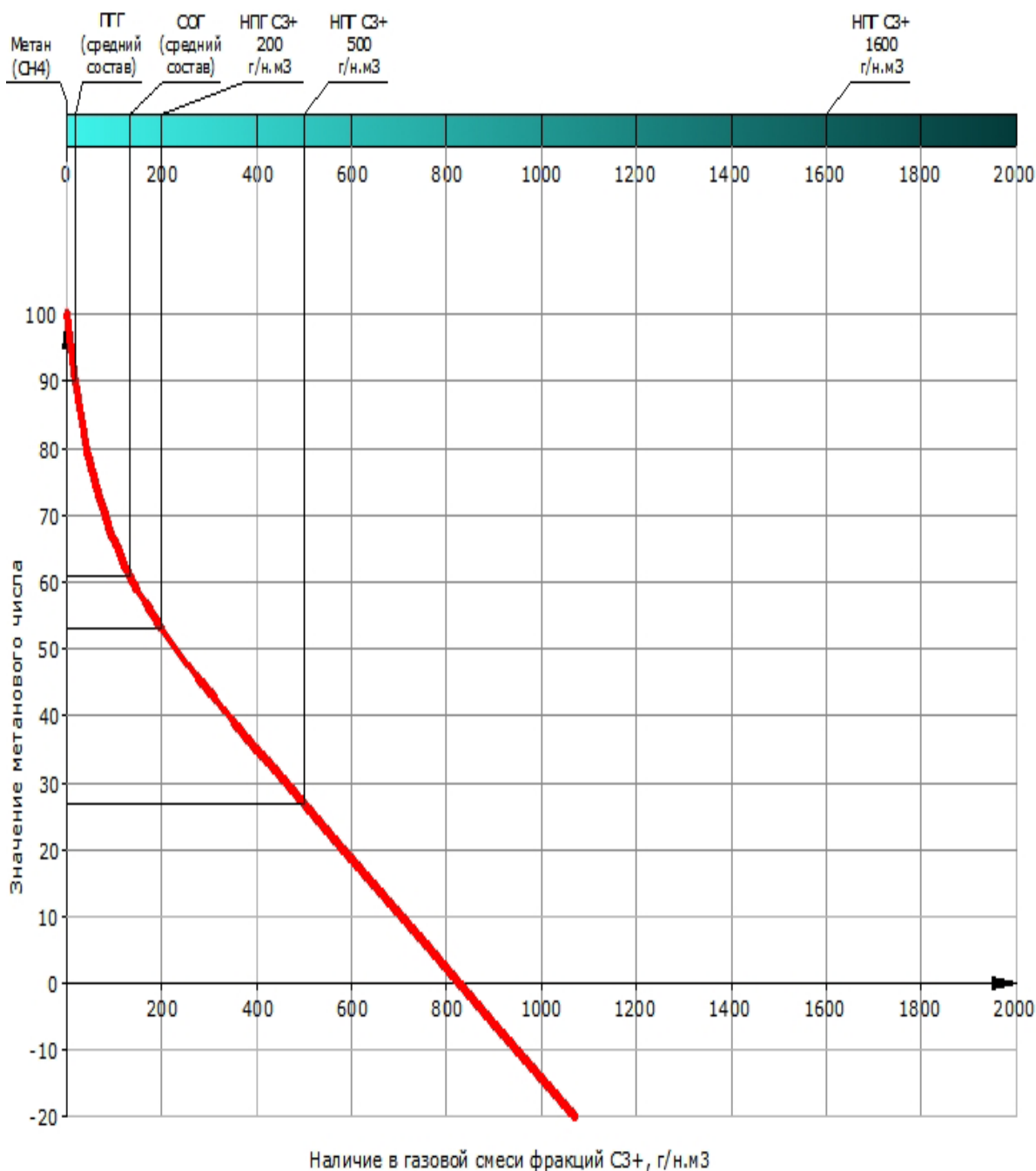


Рисунок 9 – Зависимость метанового числа различных газовых смесей от их состава, характеризуемого наличием фракции C₃₊

Таким образом, для попутного газа среднего состава (400-550г/куб.м.) метановое число находится в пределах 25-35 ед., при этом электрогенерационные агрегаты будут выдавать 33-48% от заявленной мощности.

Следовательно, для получения заявленных производителем характеристик генерационного оборудования, для его работы в нормальном режиме, необходима более глубокая подготовка попутного газа с извлечением жидких C₃₊ и контролем метанового числа и прочих параметров топливной смеси.

4.1 Установка подготовки попутного нефтяного газа

Установка подготовки попутного нефтяного газа предназначена для удаления тяжелых компонентов из газа. Газ с первой ступени сепарации ЦПС ВТНМ поступает по трубопроводу $\varnothing 159$ мм для дополнительной сепарации на площадку подготовки газа на которой предусмотрено параллельная и последовательная работа ГС-3 и ГС-4 (рисунок 10).

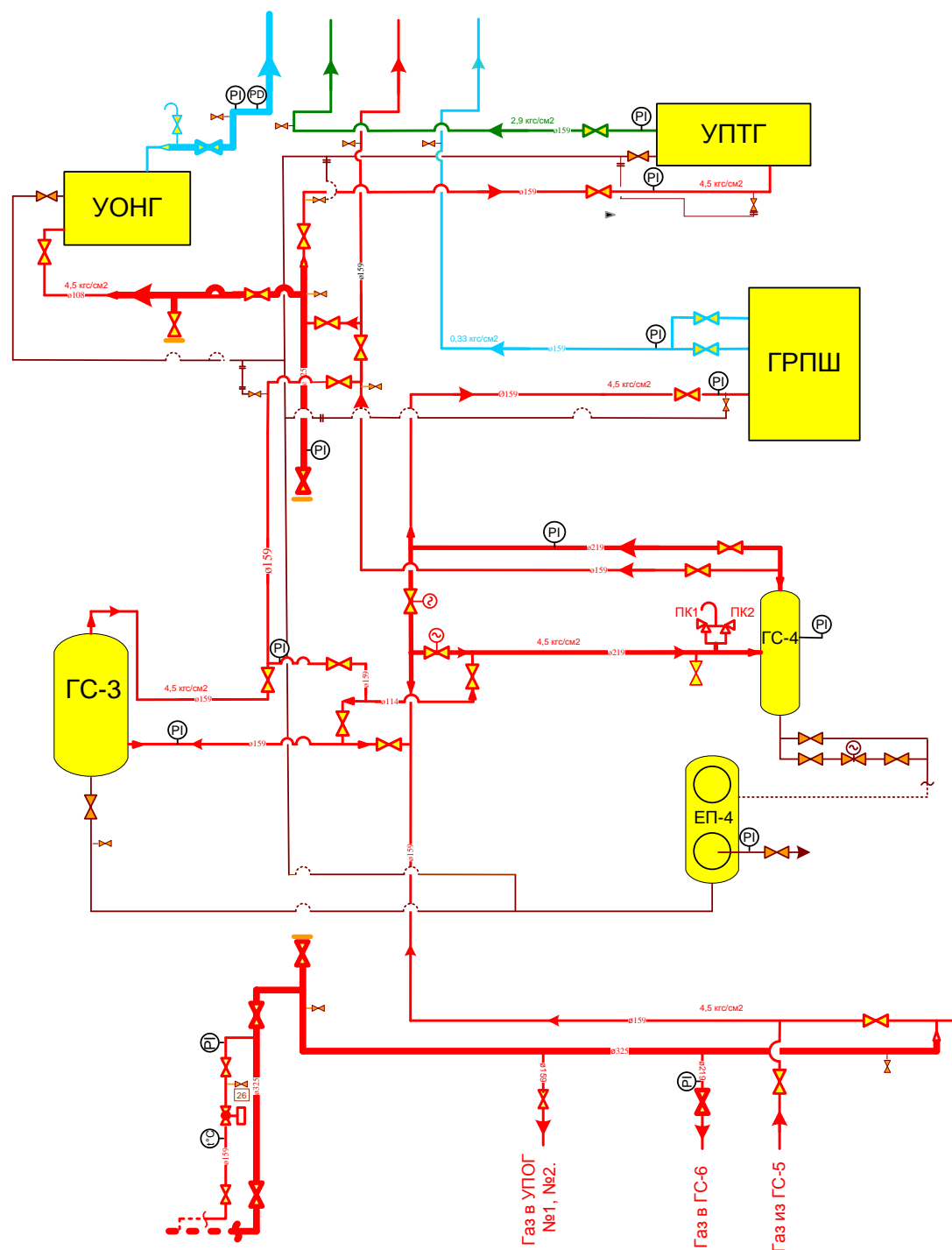


Рисунок 10 – Общая схема подготовки газа

При параллельной работе газ поступает в ГС-3 и в ГС-4. Из ГС-3 газ с давлением $3,5-5,0 \text{ кг/см}^2$ поступает в УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15.), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ №1, 2), а из ГС-4 газ с давлением $3,5-5,0 \text{ кгс/см}^2$ поступает в ГРПШ УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15.), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ №1, 2).

При последовательной работе газ поступает в ГС-3 затем в ГС-4 и с давлением $3,5-5,0 \text{ кгс/см}^2$ поступает в ГРПШ УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15.), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ №1, 2). Из ГРПШ и УОНГ, с давлением $0,3-0,45 \text{ кгс/см}^2$ производится подача подготовленного топливного газа к ГПЭС № 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10. Из УПТГ с давлением $2,9 \text{ кгс/см}^2$, производится подача подготовленного топливного газа к ГПЭС № 11,12 [3].

В технологии газового хозяйства ГПЭС имеются термины газ высокого давления ($P=2,7-4,5 \text{ кгс/см}^2$) и газ низкого давления ($P=0,3-0,45 \text{ кгс/см}^2$). Исходя из данной терминологии, газопоршневые электростанции, в зависимости от величины давления питающего их подготовленного топливного газа делятся на ГПЭС высокого давления и ГПЭС низкого давления.

4.2 Установка очистки нефтяного газа

Установка очистки нефтяного газа (УОНГ) состоит из обогреваемого блок бокса с принудительной вентиляцией, системой контроля загазованности и извещателями пожара, газового сепаратора ГС-9 с предохранительными клапанами и запорной арматурой, 2-х линий регулирования давления газа (рисунок 11).

ГС-9 оснащен внутренними устройствами, позволяющими эффективно удалять капельную жидкость из поступающего газового потока. Уловленная жидкость в нижнюю часть ГС-9 и по мере накопления выводится через шаровой кран с электроприводом, получающего сигналы на открытие и закрытие от датчиков верхнего и нижнего рабочего уровня. В случае ревизии ГС-9 предусмотрен байпас через шаровой кран 3. Для защиты от возможного повышения давления предусмотрен предохранительный клапан СППК4Р-50-16НЖ с переключающим устройством для проведения ревизии. Снижение давления до заданного значения на узле редуцирования осуществляется с помощью редуктора давления РДБК1-100.

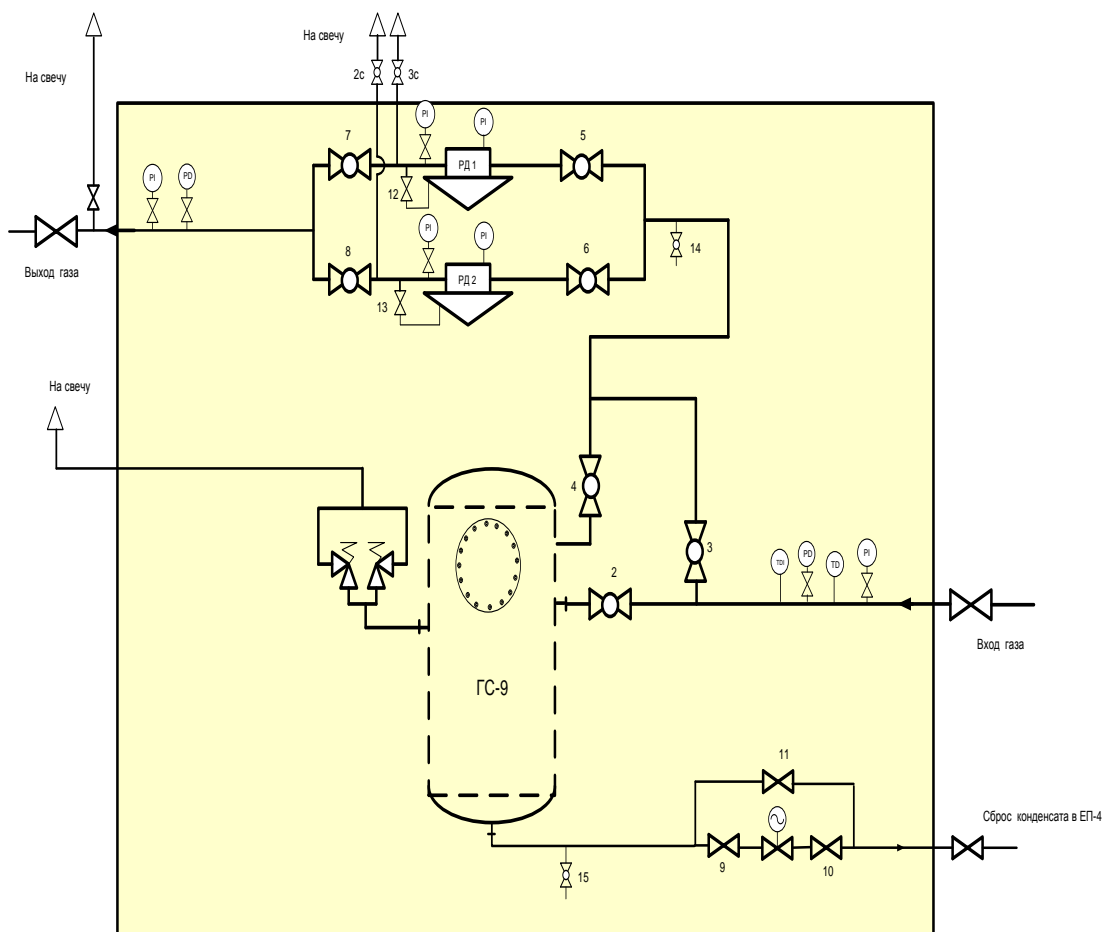


Рисунок 11 – Установка очистки нефтяного газа (УОНГ)

Контроль давления осуществляется по манометрам и датчикам давления установленных на входе, выходе и на регуляторах давления газа [3].

4.3 Установка подготовки топливного газа (УПТГ)

Установка подготовки топливного газа (УПТГ) представляет собой утепленный обогреваемый бокс, в котором обеспечиваются все противопожарные, взрывозащитные и другие нормативные мероприятия. Бокс разделен газонепроницаемой перегородкой на щитовое и технологическое отделение. Вход в отделения разный. Для вентиляции предусмотрены вентиляционные окна, для принудительной вентиляции вытяжной вентилятор. Освещение лампами дневного света. В технологическом отделении размещен узел подготовки газа (рисунок 12). В щитовом отделении вводный щит, щит автоматики и блок учета расхода газа [3].

Подготовка газа в УПТГ: газ пройдя предохранительный пружинный клапан (ПСК-50В/700) попадает в фильтрационный модуль (ФЦ-600) где происходит предварительная очистка газа от капельной влаги и мех примесей далее газ проходит на счетчик газа и на один из двух регуляторов (РДБК1П Ду50) прямого действия где происходит снижение давления до $2,9 \text{ кг/см}^2$ и дальнейшая фильтрация в фильтрационном модуле (ФЦ-600Т) где происходит тонкая очистка газа от сконденсированной влаги и мехпримесей.

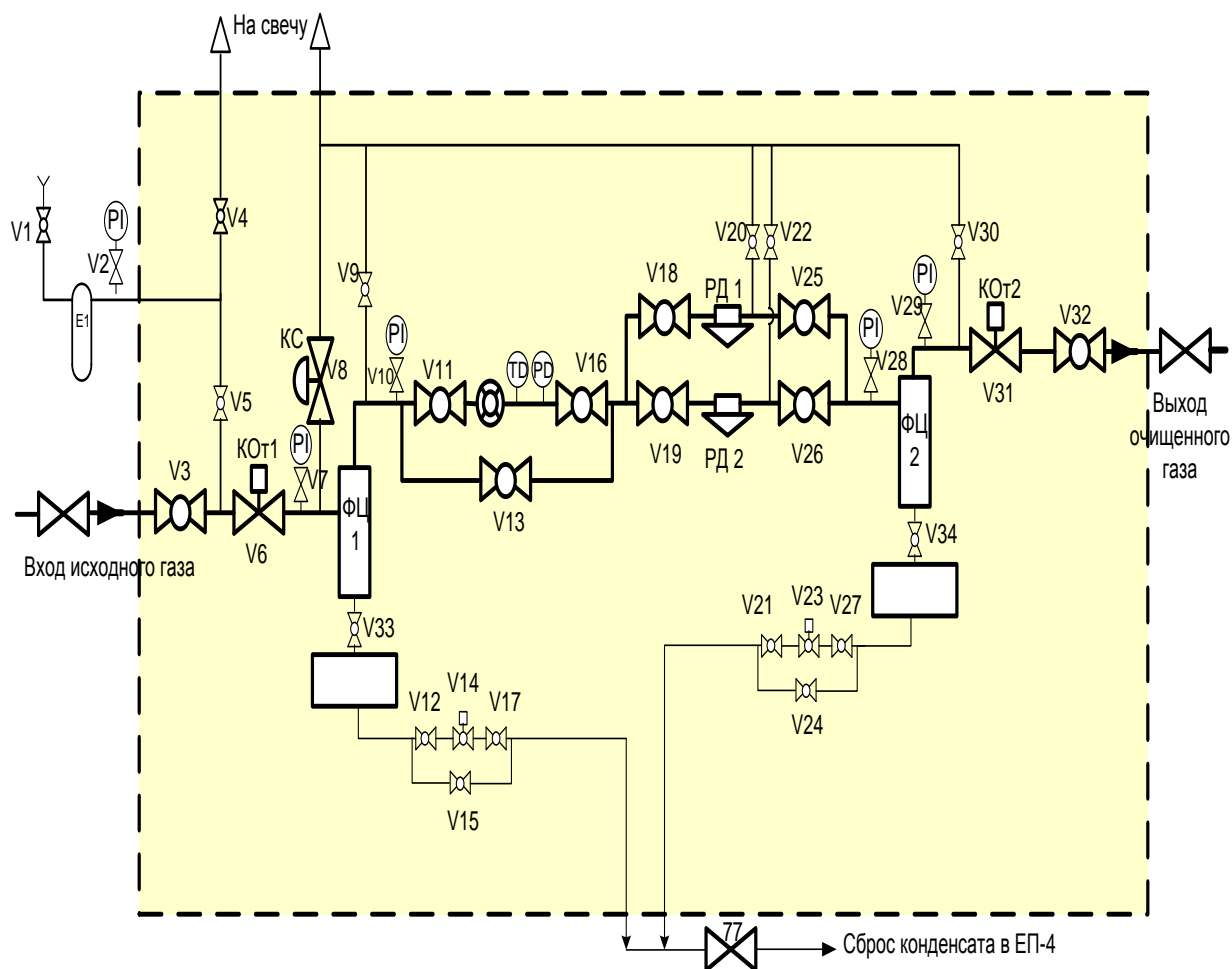


Рисунок 12 – Установка подготовки топливного газа (УПТГ)

Конденсат собирается в накопительной емкости, после достижения верхнего уровня, автоматически сбрасывается через электромагнитный клапан в ЕП-4. Предусмотрено автоматическое отключение установки (закрытие отсечного клапана) при превышении максимального уровня жидкости на входном фильтре. Для контроля давления газа на входе и выходе устанавливаются манометры.

4.4 Газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ)

Газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ) состоит из шкафа в котором смонтированы параллельно две основные линии, из которых одна рабочая, а вторая – резервная (рисунок 13).

Линия редуцирования состоит из запорной арматуры (шаровые краны), входного фильтра газового для очистки газа от механических примесей, регулятора давления газа (РДГ-50В) где происходит снижение давление до $0,33 \text{ кгс/см}^2$, клапан предохранительный сбросной для защиты от возможного повышения давления. Для сброса порции газа при ремонте технологического оборудования предусмотрены сбросные трубопроводы с кранами. Для контроля давления газа на входе и выходе устанавливаются манометры[3].

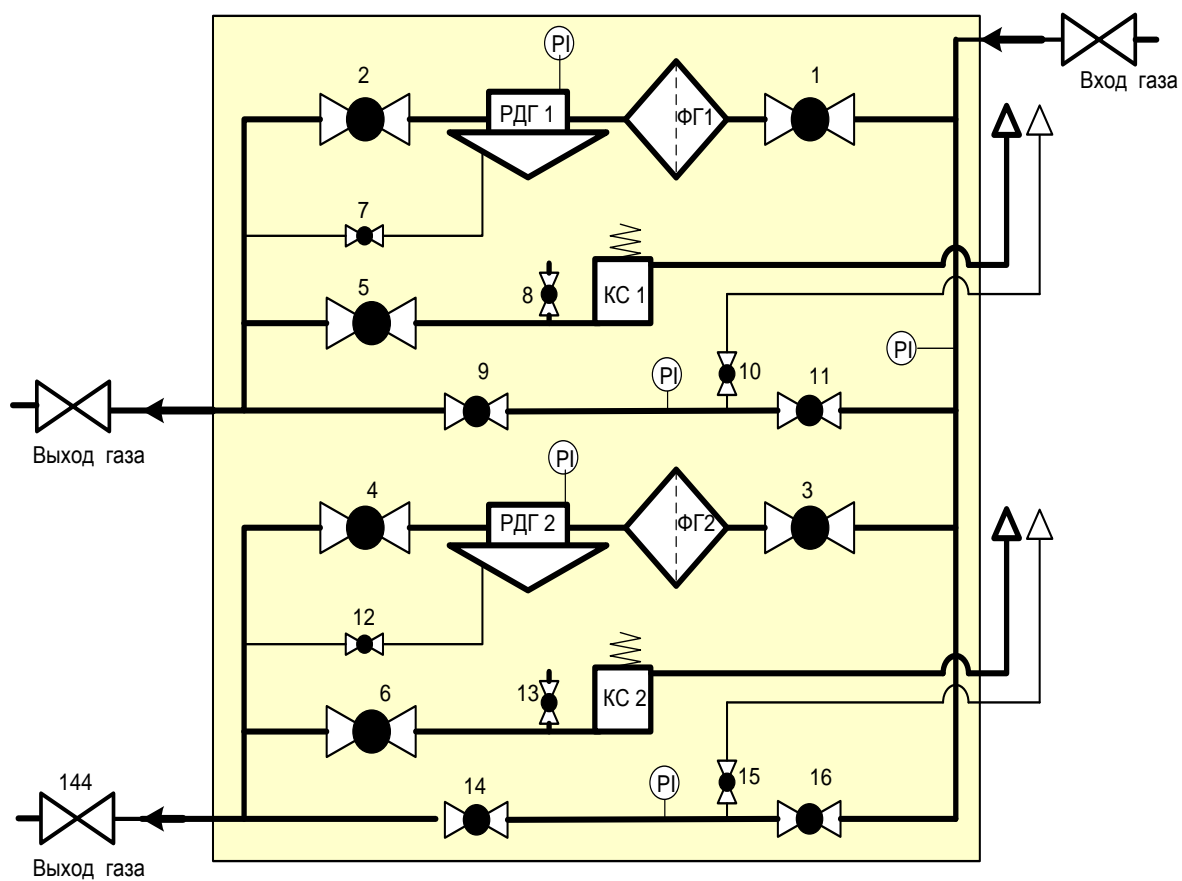


Рисунок 13 – Газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ)

Далее подготовленный газ по газопроводам поступает к газопоршневым установкам.

5 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ВЕРХ-ТАРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

5.1 Актуальность использования нефтяного газа

Актуальной проблемой нефтегазового сектора Российской Федерации является утилизация и рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ), который в отличие от природного газа, состоящего в основном из метана, содержит значительное количество этана, пропана, бутана и других предельных углеводородов, а также неуглеводородных компонентов, таких как азот, углекислый газ, сероводород. Состав ПНГ зависит от нефтяного месторождения и может изменяться. Содержание тяжелых углеводородов, начиная с этана, достигает в попутном газе 20...50 % и более. В большинстве случаев ПНГ сжигают в факелах непосредственно на нефтяных месторождениях, что связано с удаленностью от мест переработки газа, отсутствием транспортной инфраструктуры, необходимостью строительства газоперерабатывающих заводов [8].

Сжигание ПНГ в факелах приводит к значительным потерям ценного сырья и ухудшению экологической обстановки в районах добычи. Рациональное использование ПНГ возможно в нефтехимической промышленности, когда в результате переработки получают товарный газ, газовый бензин, различные фракции легких углеводородов. Также существует возможность применения ПНГ в качестве первичного источника энергии для выработки электрической энергии и теплоты, которые необходимы для процессов добычи и транспортировки нефти. В настоящее время степень утилизации ПНГ в Российской Федерации составляет в среднем 70...75 %.

При постоянном росте тарифов на электроэнергию и теплоту использование ПНГ для выработки электрической и тепловой энергии на местах экономически оправдано. В силу удаленности месторождений затраты на строительство электростанций компенсируются значительным снижением затрат на строительство сетей и трансформаторных подстанций, а себестоимость вырабатываемой электроэнергии оказывается в 2–3 раза ниже установленных тарифов. Штрафы нефтедобывающим компаниям за сжигание ПНГ в объеме более 5 % общего количества получаемого газа, начиная с 2012 г., многократно увеличиваются, что делает экономически выгодным повышение степени утилизации до 95 %. Поэтому нефтедобывающие компании при освоении новых месторождений предусматривают строительство электростанций для собственных нужд, реализуемых на базе газопоршневых и газотурбинных установок (ГТУ) [2].

Применение попутного нефтяного газа в газотурбинных и газопоршневых двигателях ограничено опасностью возникновения детонационных явлений. Даже незначительное количество тяжелых углеводородов в попутном газе снижает метановое число и приводит к необходимости понижения давления в энергетических установках.

Метановое число ПНГ в зависимости от места нефтедобычи может изменяться от 25 до 95 [8].

В настоящее время для покрытия потребности в электроэнергии при добыче нефти на месторождениях в отдаленных от центров энергоснабжения районах начали применять газотурбинные установки, с помощью которых решают проблемы как энергоснабжения, так и утилизации попутного нефтяного газа [3]. При этом, как правило, используют ПНГ первой и второй ступени сепарации, который прошел процессы очистки, компримирования до давления, определяемого параметрами газотурбинной установки, осушки, подогрева. Требования к ПНГ регламентированы техническими характеристиками установок. С повышением давления в цикле количество тяжелых углеводородов в ПНГ необходимо уменьшать для увеличения метанового числа. В большинстве случаев газ последней третьей ступени сепарации, состоящий до 80 % (мас.) из тяжелых фракций (этан и выше) и имеющий давление, близкое к атмосферному, сжигают в факельных установках.

Ввиду изложенного выше целесообразно рассмотреть возможность применения ПНГ с низким метановым числом для генерации энергии газотурбинными установками. В этом случае необходимо организовать его сжигание при низком давлении, так как в противном случае повышается вероятность возникновения детонационных явлений в камере сгорания установки.

5.2 Характеристика топливного газа

При использовании попутного нефтяного газа в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания следует учитывать некоторые его отличия от природного газа. Так, по сравнению с природным газом, ПНГ, как правило, содержит повышенное количество тяжелых углеводородов, которые снижают метановый индекс и повышают вероятность возникновения детонации в двигателе [9].

Это, в свою очередь, приводит к нестабильной работе и возможному разрушению деталей двигателя. Поэтому для обеспечения высокой надежности и работоспособности газопоршневых генераторных установок необходимо использовать двигатели внутреннего сгорания, специально спроектированные для работы на ПНГ.

Такие двигатели имеют ряд преимуществ перед двигателями внутреннего сгорания других фирм-производителей. Это пониженная степень сжатия (до 8,2), позволяющая снизить уровень детонации и ее негативные последствия; низкая частота вращения коленчатого вала, способствующая долговечности и низкому уровню износа самых тяжелонагруженных деталей. Так, назначенный ресурс двигателя не менее 300 тыс. часов, но некоторые из них, отработав более 40 лет, продолжают успешно эксплуатироваться. В таблице 8 представлен

состав топливного газа после газорегулирующего пункта установки подготовки газа Верх-Тарского месторождения [3].

Таблица 10 – Состав топливного газа после ГРПШ

Определяемый компонент	Единицы измерения	Результат анализа
Гелий	Молярная доля, %	0,0274
Водород	Молярная доля, %	0,0054
Углекислый газ	Молярная доля, %	1,71
Азот	Молярная доля, %	1,34
Метан	Молярная доля, %	65,34
Этан	Молярная доля, %	5,81
Пропан	Молярная доля, %	11,5
Изо-бутан	Молярная доля, %	4,45
Н-бутан	Молярная доля, %	5,4
Изо-пентан	Молярная доля, %	1,82
Н-пентан	Молярная доля, %	1,27
Сумма гексанов	Молярная доля, %	1,01
Сумма гептанов	Молярная доля, %	0,260
Сумма октанов	Молярная доля, %	0,052
Сумма нонанов	Молярная доля, %	0,0096
Плотность абсолютная при 20°C и 101,325 кПа	кг/м ³	1,153
Плотность относительная	кг/м ³	0,957
Низшая теплота сгорания при 20°C и 101,325кПа	МДж/м ³	52,66
Число Воббе высшее	МДж/м ³	58,72
Молярная масса	кг/кмоль	27,51
Содержание паров воды	г/м ³	4,1
Температура точка росы по воде, при P=0,35 кгс/см ²	С	2,3

Необходимо отметить, что к достоинствам двигателей можно отнести также и специальное устройство системы подачи газа и карбюрации, позволяющее работать на низком давлении топливного газа. Следует заметить, что в связи с отмеченными конструктивными особенностями повышается металлоемкость двигателя и, соответственно, его стоимость. Но все эти издержки компенсируются возможностью работы двигателей Waukesha на ПНГ с низким метановым индексом при незначительных потерях мощности (или вообще без потерь), что подтверждено большим количеством эксплуатирующихся по всему миру двигателей.

5.3 Общая схема потребления топливного газа

В зависимости от схемы работы ГС – 3 и ГС-4 (параллельное или последовательное) распределение потребления топливного газа может осуществляться на разное количество установок (рисунок 14) [3].

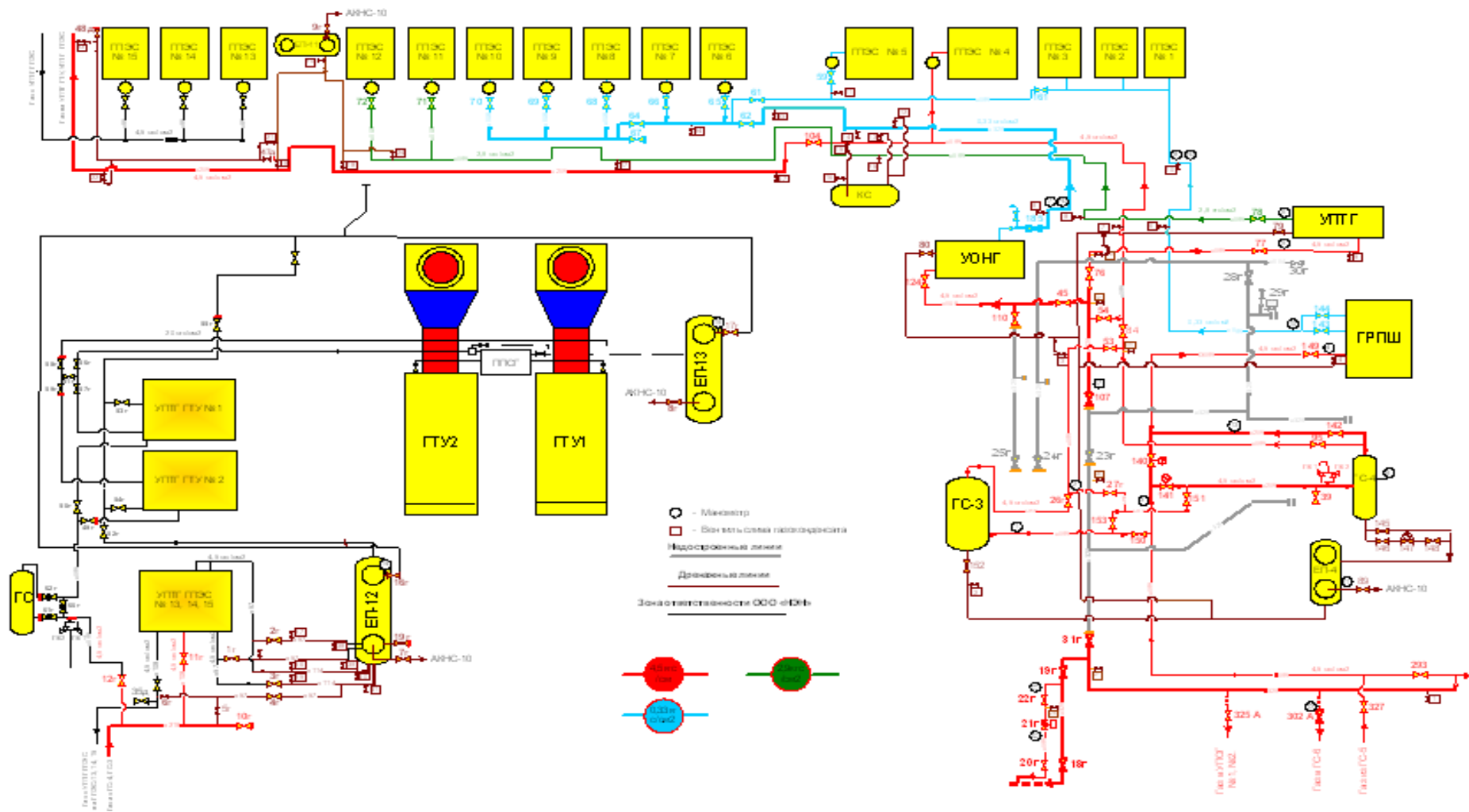


Рисунок 14 – Схема распределения подготовленного газа

При параллельной работе газ поступает в ГС-3 и в ГС-4. Из ГС-3 газ с давлением 3,5-5,0 кг/см² поступает в УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15.), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ №1, 2), а из ГС-4 газ с давлением 3,5-5,0 кгс/см² поступает в ГРПШ УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15.), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ №1, 2).

При последовательной работе газ поступает в ГС-3 затем в ГС-4 и с давлением 3,5-5,0 кгс/см² поступает в ГРПШ УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15.), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ №1, 2). Из ГРПШ и УОНГ, с давлением 0.3-0,45 кгс/см² производится подача подготовленного топливного газа к ГПЭС № 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10. Из УПТГ с давлением 2,9 кгс/см², производится подача подготовленного топливного газа к ГПЭС № 11,12.

В целях максимального использования ПНГ и сокращения издержек на приобретение электроэнергии или дизельного топлива предлагается использовать ПНГ для следующих целей:

- буровые станки (в случае подтверждения буровых подрядчиков в переводе станков на электропривод);
- электроцентробежные насосы (ЭЦН) для добычи нефти;
- кустовые насосные станции для закачки воды;
- перекачивающие насосные станции;
- поселковое потребление электроэнергии и иные технологические потребности.

В таблице 11 и рисунке 15 представлены объемы реализации за последние 10 лет [3].

Таблица 11 – Объемы добычи и реализации попутного нефтяного газа

Наименование	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Добыча газа за год, млн м ³	68	69	99	131	237	251	206	139	87	57
Реализация газа в ОАО "ННГ", тыс.м ³	4936	7542	9017	12140	14938	25260	31855	31525	31659	33303
Путевые подогреватели, тыс.м ³	1469	1447	1452	1458	1453	1449	1465	1462	1457	1460
ГПЭС, ГТУ, тыс.м ³	3389	6009	7487	10591	13391	23720	30299	29972	30092	31743
Технологические потери, тыс.м ³	78	87	78	91	93	91	91	91	110	100
Сожжено в факелах и рассеяно, тыс.м ³	63264	61358	89583	119260	221563	226040	174445	107475	55441	23497
Коэффициент использования, %	7	11	9	9	6	10	15	23	36	59

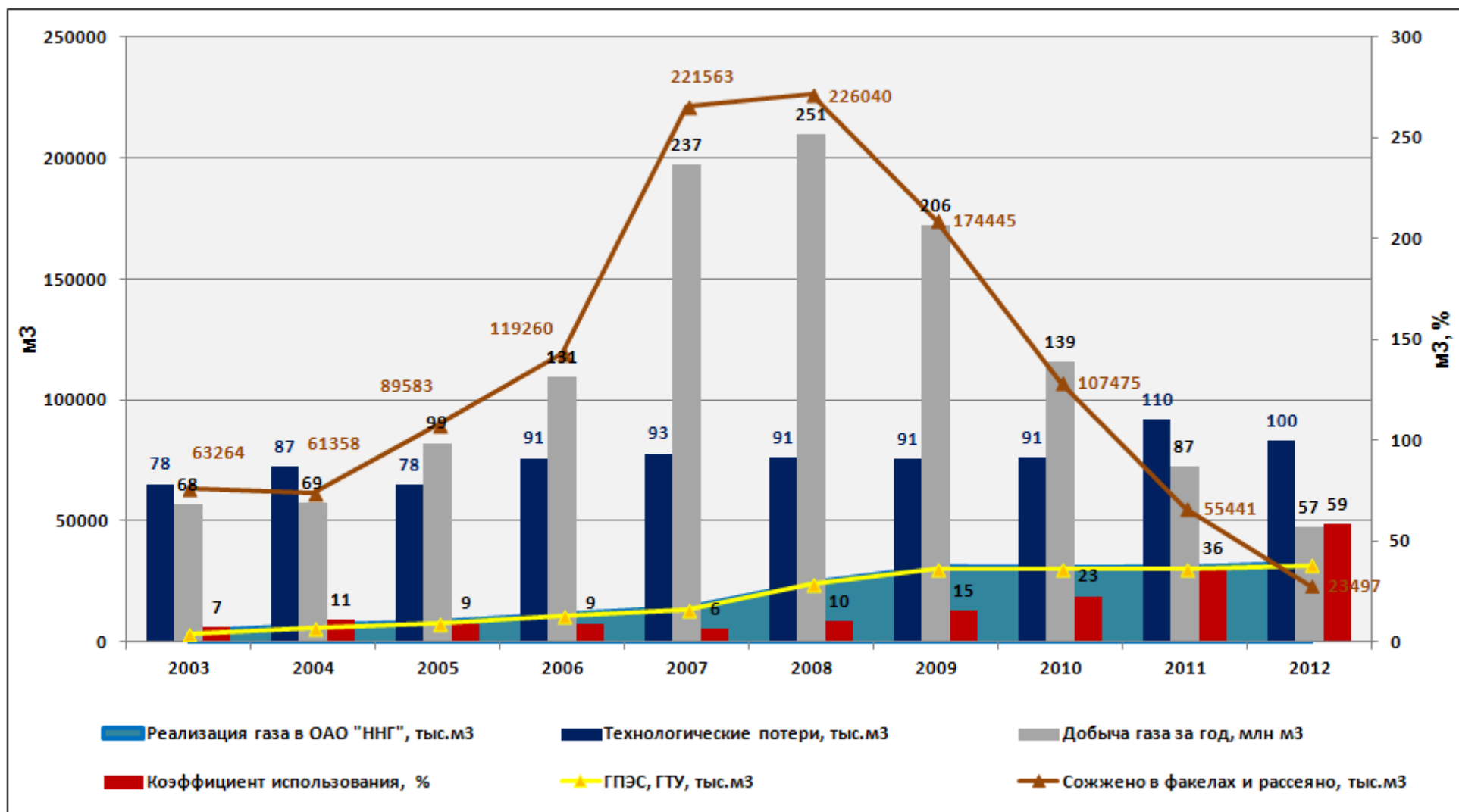


Рисунок 15 – Объемы утилизации попутного нефтяного газа

Из таблицы 9 видно, что больше всего газа сожжено на факелах в 2007-2008 годах. Это связано с интенсивным вводом новых скважин в эксплуатацию, и, как следствие, увеличение объемов добычи нефти.

В настоящий момент коэффициент использования составляет приблизительно 61,5 %. Это значение достигается благодаря постоянной работе одиннадцати газопоршневых, двух газотурбинных установок, а также двух блочных трубчатых печей.

5.4 Газотурбинная установка

Традиционная современная газотурбинная установка (ГТУ) – это совокупность воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих ее работу. Совокупность ГТУ и электрического генератора называют газотурбинным агрегатом. В ГТУ камера сгорания – это ее неотъемлемый элемент [15].

Воздух из комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ) 4 поступает в шахту а из нее на вход воздушного компрессора 16, который представляет собой роторную турбомашину с проточной частью, состоящей из вращающихся и неподвижных решеток. Отношение давления за компрессором к давлению перед ним называется степенью сжатия воздушного компрессора. Ротор компрессора 2 приводится газовой турбиной. В компрессоре происходит сжатие воздуха. Степень сжатия в типичных компрессорах составляет 13—17, и таким образом давление в тракте ГТУ не превышает 1,3—1,7 МПа (рисунок 16).

При сжатии в компрессоре воздух нагревается. За компрессором температура воздуха составляет 300—350 °С. Воздух между стенками пламенной трубы 10 и корпуса камеры 11 сгорания движется к горелочному устройству, к которому подается и топливный газ. Поскольку топливо должно поступать в камеру сгорания, где давление 1,3—1,7 МПа, то давление газа должно быть большим. Для возможности регулирования его расхода в камеру сгорания требуется давление газа примерно вдвое больше, чем давление в камере. Если в подводящем газопроводе имеется такое давление, то газ подается в камеру сгорания прямо с газораспределительного пункта (ГРП). Если давление газа недостаточное, то между ГРП и камерой устанавливаются дожимной газовой компрессор.

Расход топливного газа составляет всего примерно 1 – 1,5 % от расхода воздуха, поступающего от компрессора, поэтому создание высокоэкономичного дожимного газопровода представляет определенные технические трудности.

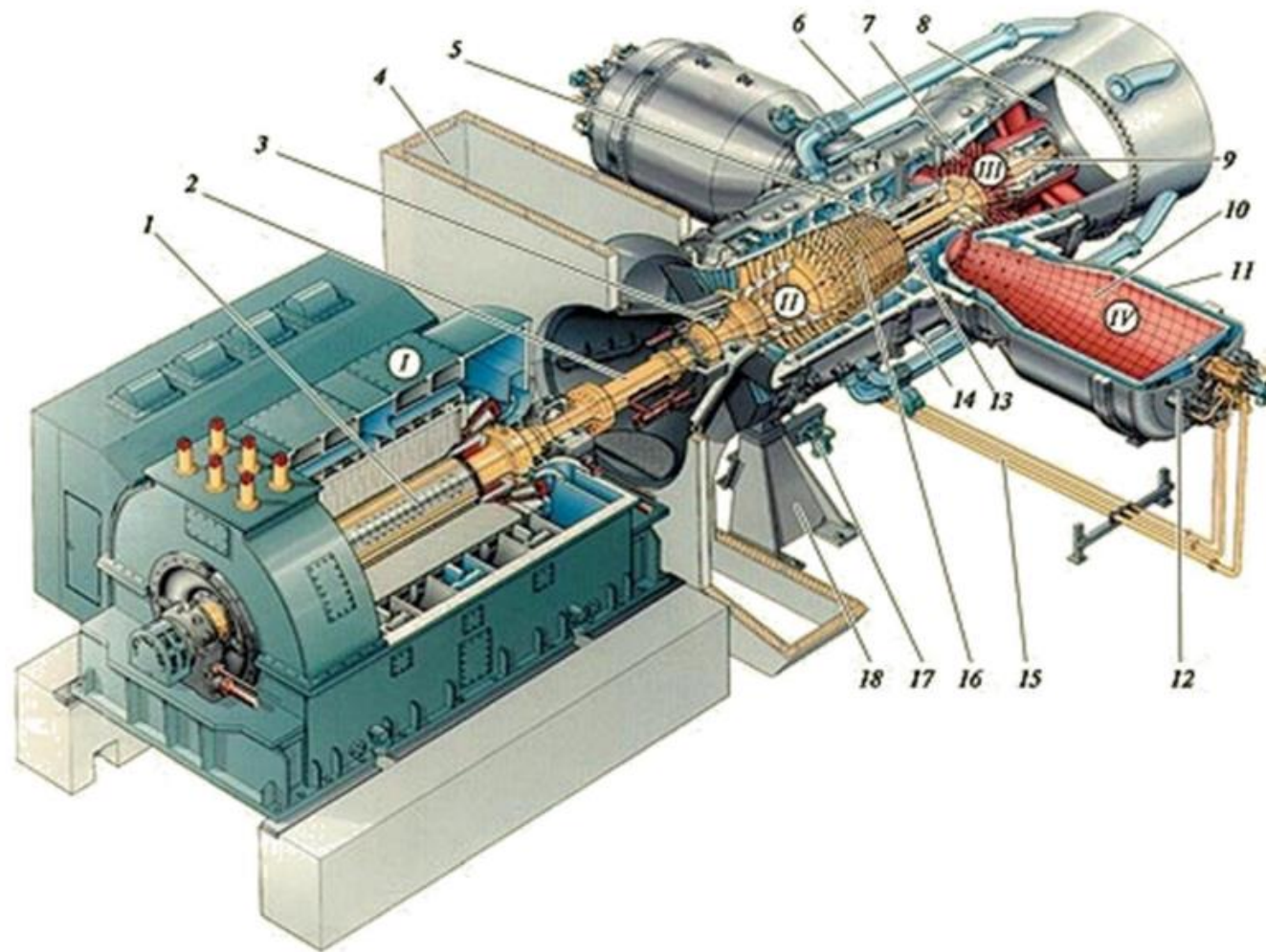


Рисунок 16 – Общая схема газотурбинной установки

При этом в большинстве случаев поток воздуха, идущий из компрессора, разделяется на два потока. Первый поток направляется к горелочным устройствам 12, куда также подается топливо (газ или жидкое топливо). При сжигании топлива образуются продукты сгорания топлива высокой температуры. К ним подмешивается относительно холодный воздух (1350-1400 °С) второго потока с тем, чтобы получить газы (их обычно называют рабочими газами) с допустимой для деталей газовой турбины температурой [15].

Рабочие газы подаются в проточную часть 7 газовой турбины. В газовой турбине рабочие газы расширяются практически до атмосферного давления, поступают в выходной диффузор 8, и из него — либо сразу в дымовую трубу, либо предварительно в какой-либо теплообменник, использующий теплоту уходящих газов ГТУ.

Вследствие расширения газов в газовой турбине, последняя вырабатывает мощность. Весьма значительная ее часть (примерно половина) тратится на привод компрессора, а оставшаяся часть — на привод электрогенератора 1. Это и есть полезная мощность ГТУ, которая указывается при ее маркировке.

Одна из характерных особенностей ГТУ состоит в том, что компрессор требует примерно половины мощности, развиваемой газовой турбиной.

Для обеспечения растущих потребностей в электроэнергии на Верх-Тарском нефтяном месторождении в апреле 2008 года введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция установленной мощностью 10,4 МВт на базе двух газотурбинных установок CX501KB7 производства компании Centrax Ltd с применением турбин Rolls-Royce единичной мощностью 5,2 МВт (в контейнерном исполнении). ГТУ работают в простом цикле. Выходное напряжение генератора – 6,3 кВ. Топливо – попутный нефтяной газ, добываемый на месторождении. Технические характеристики представлены в таблице 12. [10].

Таблица 12 – Технические характеристики газовой турбины Rolls-Royce 501-KB7

Наименование	Centrax Gas Turbines
Страна производитель	Англия
Мощность, МВтэ	5,2
Температура на выходе, С	503
КПД, %	32,1
Тепловая мощность (кДж/кВт/час)	11232
Двигатель	Rolls-Royce 501-KB7
Применяемое топливо	попутный газ
Расход топлива, м ³ / час	1400
Обороты двигателя, об / мин	1500
Генератор	Leroy Somer
Напряжение системы	6,3 кВ, 3 фазы, 50Гц
Габариты (открытая станция)	4917 x 2205 x 2012
Вес (открытая станция), кг	39000

В составе электростанции имеются также: блок подготовки газа; газодожимная компрессорная установка (ДКУ) ENERPROJECT в блочно-модульном исполнении; главный распределительный щит напряжением 0,4 кВ в контейнере; трансформаторы собственных нужд мощностью 1600 кВА и напряжением 10,5/0,4 кВ.

ДКУ типа EGS-S-65/250WA (швейцарский промышленный холдинг ENERPROJECT group) производительностью 2700 нм³/ч компримирует газ перед подачей в турбины до необходимого рабочего давления с 0,4 МПа до 2,0 МПа.

5.5 Газопоршневые электростанции

Газопоршневая электростанция — это система генерации, созданная на основе газопоршневого двигателя, позволяющая преобразовывать внутреннюю энергию газа в энергию электричества. Возможно получение двух видов энергии, (тепло и электричество) и этот процесс называется «когенерация». В случае если в газопоршневых электростанциях используется технология, позволяющая получать ещё и холод (очень актуально для вентиляции, холодоснабжения складов, промышленного охлаждения), то данная технология будет называться «тригенерация» [16]. Газопоршневые электростанции могут работать как на сжиженном, так и на сжатом газе. Это позволяет использовать газовые двигатели не только при подключении к газовой магистрали. Газовые двигатели могут использовать различные виды газа: природный, газы с низкой теплотворной способностью, невысоким содержанием метана и низкой степенью детонации или газы с высокой теплотворной способностью - факельный, пропан, бутан, а также приспособлены к перестройке для работы с одного вида газа на другой. Кроме того, имеется возможность применения двухтопливных двигателей, работающих одновременно на жидком и газообразном видах топлива.

- пропан-бутановые смеси;
- природный (сжиженный, сжатый, магистральный);
- попутный нефтяных скважин и пары больших дыханий резервуаров;
- промышленный (пиролизный, коксовый, биогаз, шахтный...).

Одной из особенностей Верх-Тарского нефтяного месторождения является удаленность от всех коммуникаций, что создает главную сложность при освоении запасов углеродного сырья. Предприятию пришлось решить проблемы, связанные с отсутствием дорог, линий электропередач и удаленностью от ближайшей транспортной точки на 200 км. Так, «Новосибирскнефтегазом» был построен 180-километровый трубопровод до пункта приема нефти компании «Транснефть» — Барабинской нефтеперерабатывающей станции. На этапе разведочных и буровых работ энергоснабжение оборудования обеспечивали дизельные электростанции на базе двигателей производства Cummins. В общей сложности пять ДЭС

единичной мощностью 1 МВт, которые до сих пор входят в состав энергохозяйства, питали промыслы Верх-Тарского нефтяного месторождения на этом этапе.

Растущие объемы извлекаемой нефти, удаленность от ЛЭП и большое количество попутного нефтяного газа в составе извлекаемой нефти заставили руководство предприятия рассмотреть альтернативную схему организации энергоснабжения Верх-Тарского месторождения — строительство электростанции собственных нужд. Несмотря на невысокое качество ПНГ (детонационный индекс $WKI=53$), при выборе типа привода генерирующих мощностей было принято решение об использовании газопоршневых генераторных установок.

Первые газопоршневые генераторные установки появились на Верх-Тарском месторождении в 2003 году. Это были три ГПГУ CAT3516 (производства Caterpillar, США) номинальной мощностью 1,03 МВт. Однако устойчивую работу агрегаты демонстрировали только при 60-70 % мощности [10]. Попытка увеличения нагрузки приводила к немедленной остановке двигателя, обусловленной, по словам эксплуатирующего персонала, «плохим составом газа». Включенная в состав электростанции в 2004 году ГПГУ Jenbacher J620 номинальной мощностью 3,05 МВт отказывалась работать даже при половинной нагрузке. 1,4 МВт — именно столько вырабатывает J620 в настоящее время. Острая нехватка необходимых мегаватт энергии для процессов добычи заставила руководство «Новосибирскнефтегаз» продолжить дальнейшее наращивание мощности энергохозяйства на ГПГУ Caterpillar этой же серии — производитель гарантировал запуск агрегатов уже через несколько месяцев после подписания контракта. Пять машин CAT3516, установленные в 2006 году, также не смогли обеспечить заявленную мощность. Архитектурно-строительные решения всех электростанций были идентичными — размещенная на фундаменте быстровозводимая ограждающая конструкция из сэндвич-панелей, разделенная на отсеки.

Постоянный рост добычи нефти на Верх-Тарском месторождении требовал установки дополнительных насосов, являющихся основными потребителями электроэнергии на месторождении, что привело к нехватке энергии. Поэтому в начале сентября 2005 года, ТНК ВР организовало новый тендер на поставку и монтаж энергоцентра для нужд Верх-Тарского месторождения.

Для участия в тендере были привлечены ведущие компании, работающие в области малой энергетики, среди которых были и те, чье оборудование уже работает на этом месторождении. Основными требованиями к претендентам были объем выполняемых работ, сроки, сохранение приемственности архитектурно-строительного решения (ограждающая конструкция должна быть идентична ранее установленным модулям) и возможность работы ГПГУ без потери мощности на попутном газе месторождения. «Энерготех», предлагая ГПГУ ведущего мирового производителя газопоршневых агрегатов компании «Waukesha Engine Dresser, Inc», чьим официальным дилером он является, в

отличие от конкурентов гарантировал выдачу 100 % мощности. Именно эти цифры подтвердили специалисты завода-изготовителя после тщательного анализа химического ПНГ Верх-Тарского нефтяного месторождения и характеристик ГПГУ серии VHP, предлагаемых в тендерной документации. Более того, эти гарантии были специально оговорены в дальнейшем, в ходе подписания договора [10].

Имеющийся опыт эксплуатации оборудования различных производителей потребовал от менеджмента компании кропотливой проработки предложений по увеличению мощности энергоцентра. Эффективное решение и короткие сроки реализации проекта, предложенные «Энерготех», и главным образом гарантии работы агрегатов Waukesha на заявленной мощности (2,25 МВт) обеспечили победу в проведенном тендере.

Энергоцентр Верх-Тарского месторождения располагается в непосредственной близости от существующих энергоцентров на база ГПГУ Caterpillar и Jenbacher и включает в себя следующее оборудование:

- Две ГПГУ Waukesha VHP 9500GSI.
- Пневматическая пусковая система, включающая в себя фильтр всасываемого воздуха, воздушный винтовой компрессор, ресиверную емкость с необходимой арматурой, трубопроводом и автоматикой.
- Внешняя система топливоподдачи электростанции, которая состоит из фильтра-сепаратора для очистки топливного газа от механических примесей и капельной жидкости; газо-распределительного пункта, обеспечивающего требуемое давление газа; фильтра тонкой очистки, служащего для удаления жидких углеводородов и окончательной подготовки топливного газа; расходомерного узла и системы подогрева топливного газа.
- Электротехническое оборудование КРУ серии D-12P, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6,3 кВ.
- Аварийные радиаторы охлаждающей жидкости — сухие градирни производства компании «Guntner» (Германия), расположенные на опорах в непосредственной близости от главного здания энергоцентра.
- Другие общестанционные и инженерные системы.

Все оборудование электростанции, за исключением ресивера сжатого воздуха, градирен и системы газо-подготовки, расположенной в отдельностоящем контейнере, располагается в быстровозводимом блоке, выделенном для каждого из газопоршневых агрегатов и разделенном на функциональные зоны-отсеки.

Работы, связанные с реализацией контракта, проводились параллельно. В то время когда ГПГУ изготавливались на заводе-изготовителе в г. Вокеша (США, штат Висконсин), были выполнены проектные работы. Причем работы по расстановке оборудования на площадке и межмодульные соединения выполнял генеральный проектировщик месторождения ЗАО «Сибнефтегазпроект», а внутримодульное проектирование осуществили

специалисты проектного отдела «Энерготех». Поставка вспомогательного оборудования и строительные работы, связанные с подготовкой фундамента под будущую электростанцию, также велись в этот зимний промежуток времени[10].

Как известно, процесс заливки фундамента в зимний период времени крайне сложен и требует специальных устройств и дополнительных механизмов для осуществления прогрева. Более того, низкая температура окружающего воздуха не позволяла прерывать процесс заливки фундамента. Специалистам «Энерготех» удалось преодолеть эти трудности, не снижая темпов строительства! Работы велись до самого раннего утра с применением искусственного освещения, чтобы не прерывать процесс заливки. Сильный ветер, скорость которого достигала 20-25 м/с, затруднял и без того непростую работу, ускоряя процессы вымораживания бетона. 14 января 2007 года фундамент будущего энергоцентра был готов для проведения монтажа. Погодные условия не благоприятствовали проведению монтажных работ — температура часто опускалась за отметку -30°C . Вопреки перечисленным трудностям все оборудование было смонтировано за 2,5 месяца. Уже в середине марта 2007 года была запущена первая ГПГУ, а в начале апреля начал работу второй агрегат. Специалистам отдела пуско-наладочных работ, несмотря на попутный газ с индексом детонации $WKI=53$, удалось настроить ГПГУ на работу с выдачей мощности, удовлетворяющей техническому заданию.

После ввода генераторных установок в эксплуатацию заказчик получил возможность на практике убедиться в возможностях работы газопоршневых двигателей разных производителей на попутном газе одного состава.

Укрепившееся доверие специалистов энергохозяйства ОАО «Новосибирскнефтегаз» к ГПГУ Waukesha позволило начать реализацию второго этапа энергоснабжения Верх-Тарского месторождения. Новое оборудование энергоцентра, включающее в себя три газопоршневые генераторные установки Waukesha APG 3000 (рисунок 17), запущено в I квартале 2008 года.



Рисунок 17 – Общий вид газпоршневой электростанции Caterpillar G3516

На Верх-Тарском месторождении используются 8 газопоршневых электростанций производства Caterpillar G3516 (таблица 13), 1 Jenbacher JMS 620 (таблица 14) и 5 Waukesha APG3000 (таблица 15).

Таблица 13 – Технические характеристики Caterpillar G3516

Наименование	Caterpillar G3516
Страна производитель	США
Мощность в режиме основного источника электроснабжения, кВА / кВт	1288 / 1030
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота тока, Гц	50
Количество фаз	3
Панель управления	EMCP II
Двигатель	Caterpillar G3516 LE SCAC
Применяемое топливо	газ
Расход топлива, м ³ / час	231
Обороты двигателя, об / мин	1500
Генератор	Caterpillar SR4B
Тип генератора	На постоянных магнитах
Габариты (открытая станция)	4917 x 2205 x 2012
Вес (открытая станция), кг	12873

Таблица 14 – Технические характеристики Jenbacher JMS 620

Наименование	Jenbacher JMS 620
Страна производитель	Austria
Мощность в режиме основного источника электроснабжения, кВА / кВт	3352
Номинальное напряжение, В	500
Номинальная частота тока, Гц	50
Число цилиндров	20
Общий рабочий объём (л)	124,8
Двигатель	J620 GS
Применяемое топливо	газ
Расход топлива, м ³ / час	774 м ³ /ч
Частота вращения (обор/мин)	1.500 (50 Гц)
Генератор	DIG 110-193
Тип генератора	На постоянных магнитах
Габариты (открытая станция), мм	8900 x 2200 x 2800
Вес (открытая станция), кг	29 900

Таблица 15– Технические характеристики Waukesha APG3000

Наименование	Waukesha APG3000
Технические характеристики электростанции	
Модель электростанции:	APG3000
Номинальная мощность:	3200 кВт
Резервная мощность:	3520 кВт
Номинальная частота:	50 Гц
Номинальный коэффициент мощности:	0,8
Габаритные размеры (ДхШхВ):	7880×1925×3260 мм
Вес:	36333 кг
Технические характеристики двигателя	
Модель:	APG-18V
Рабочий объем двигателя:	164,2 л
Номинальная частота вращения коленчатого вала:	1500 об/мин
Расход топлива при 100% нагрузки:	790,0 м ³ /час
Модель:	APG-18V
Рабочий объем двигателя:	164,2 л
Технические характеристики генератора	
Производитель:	Marathon
Напряжение:	400/230 В
Класс изоляции:	H

Таким образом, газопоршневые генераторные установки Waukesha обеспечивают устойчивую работу на номинальной нагрузке без потери мощности, обеспечивая заявленные ранее 1,1 МВт.

5.6 Сравнение ГТУ и ГПЭС

Создание автономных энергоцентров имеет ряд преимуществ. Среди них основными являются короткие сроки строительства, повышение надежности теплоснабжения потребителей, снижение инерционности теплового регулирования и потерь в тепловых сетях. Однако существует ряд недостатков, связанных с трудностью их размещения, необходимостью решения экологических задач и вопросов отпуска избытка электроэнергии в общую сеть[11].

Необходимость строительства собственной электростанции, как правило, обуславливается одной из следующих причин:

- затраты на подвод электроэнергии и тепла сопоставимы с расходами на строительство собственной электростанции (новое строительство);
- есть проблемы с региональными энергосетями либо со стоимостью дополнительной электроэнергии (расширение мощностей);
- наличие и качество электроэнергии критично с точки зрения непрерывности технологического процесса или нарушения технологии;

- штрафы за выбросы в атмосферу попутного газа, прочих продуктов сопоставимы со стоимостью оборудования электростанции (нефтедобывающие компании);
- возможность использования дешевого или "бесплатного" газа в качестве топлива для электростанции (добывающие и транспортные топливные компании);
- ожидание роста тарифов на электроэнергию.

На сегодняшний момент возможными приводами генераторов для децентрализованных мини-ТЭЦ являются газовые поршневые и турбинные двигатели.

Очень важными для будущих владельцев станций являются вопросы расхода топлива и эксплуатационных затрат, которые напрямую связаны с выгодами, которые получит владелец и со сроком окупаемости оборудования станции. Удельный расход топлива на выработанный кВт·ч меньше у газопоршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме. Это объясняется тем, что КПД поршневых машин составляет 36...45%, а газовых турбин - 25...34% (рисунок 18).

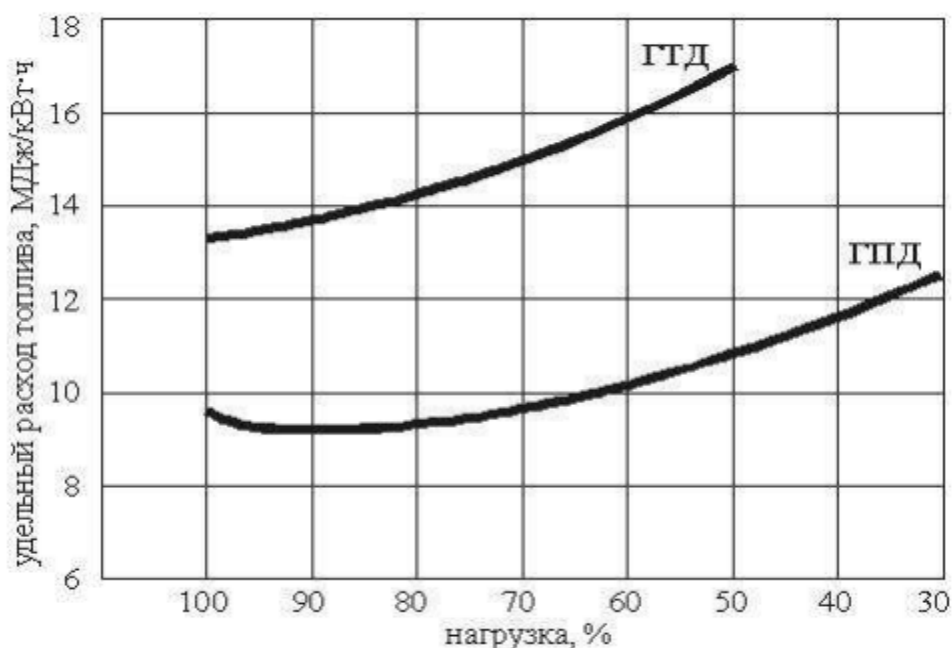


Рисунок 18 – Удельный расход топлива поршневой и турбинной установками

Эксплуатационные затраты на электростанцию с поршневыми машинами ниже, чем на электростанцию с газовыми турбинами. Резкие скачки на графике ГТД - капитальные ремонты двигателя. У эксплуатационных затрат ГПД таких скачков нет, капитальный ремонт требует значительно меньше финансовых и людских ресурсов (рисунок 19).

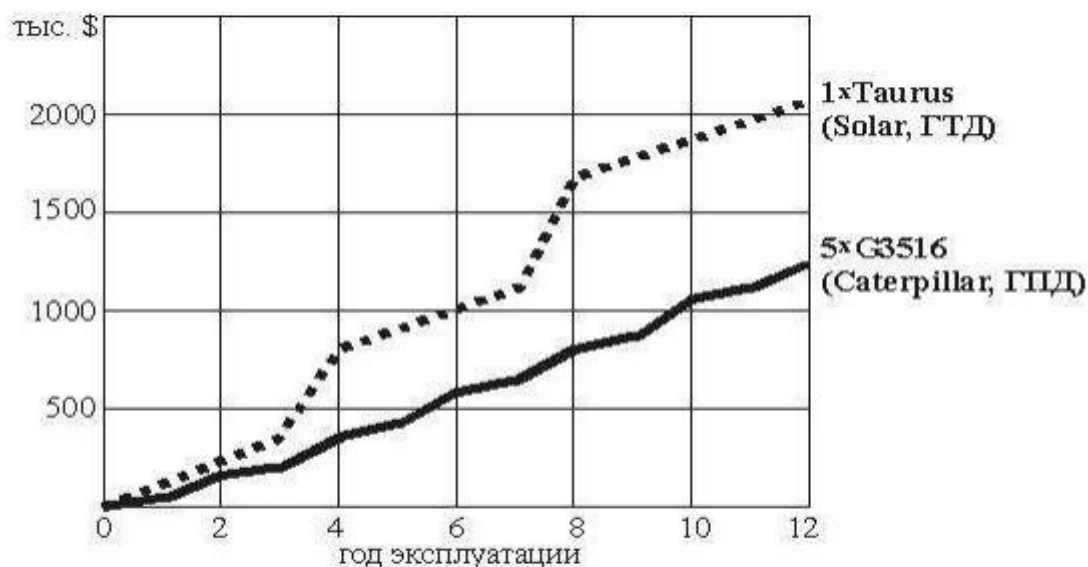


Рисунок 19 – Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт

Сравнение газопоршневых и газотурбинных двигателей по другим немаловажным вопросам установки и эксплуатации приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение газопоршневого и газотурбинного привода

Показатель	Газопоршневой привод (ГПД)	Газотурбинный привод (ГТД)
1	2	3
Долговечность	без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания	без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания
Ремонтопригодность	ремонт производится на месте ремонт требует меньше времени	ремонт производится на специальных заводах затраты времени и денег на транспортировку, центровку и т.д.
Сохраняемость	не теряет свойств при правильном хранении может перевозиться любым видом транспорта	не теряет свойств при правильном хранении транспортировка железнодорожным транспортом не желательна
Экономичность	КПД мало меняется при нагрузке от 100% до 50% мощности	КПД резко снижается на частичных нагрузках
Удельный расход топлива при 100% и 50% нагрузках	9,3...11,6 МДж/кВт·ч 0,264...0,329 м ³ /кВт·ч	13,2...17,7 МДж/кВт·ч 0,375...0,503 м ³ /кВт·ч
Падение напряжения и время восстановления после 50% наброса нагрузки	22% 8 с	40% 38 с
Влияние переменной	не желательна долгая работа на нагрузках менее 50% (сильно	работа на частичных нагрузках (менее 50%) не влияет на

Окончание таблицы 16

1	2	3
нагрузки	влияет на интервалы обслуживания) при меньшей единичной мощности агрегата, более гибкая работа электростанции в целом и выше надежность энергоснабжения	состояние турбины при высокой единичной мощности агрегата, отключение вызывает потерю 30...50% мощности электростанции
Размещение в здании	требует больше места, т.к. имеет больший вес на единицу мощности не требует компрессора для дожима газа, рабочее давление газа на входе - 0,1...0,35 бар	при мощности электростанции 5 МВт выигрыш от меньшего размера помещения не значителен минимальное рабочее давление газа на входе - 12 бар, требуется газ высокого давления, либо дожимной компрессор, а так же оборудование для запуска турбины
Обслуживание	останов после каждой 1000 ч работы, замена масла кап. ремонт через 60000 ч., выполняется на месте установки	останов после каждых 2000 ч (данные фирмы Solar) кап. ремонт через 60000 ч., выполняется на специальном заводе

Сравнение турбинных и поршневых двигателей для применения на мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин наиболее выгодна на крупных промышленных предприятиях, которые имеют значительные (больше 10...12 МВт) электрические нагрузки, собственную производственную базу, высококвалифицированный персонал для эксплуатации установки, ввод газа высокого давления [11].

Мини-ТЭЦ на базе газопоршневых двигателей перспективны в качестве основного источника электроэнергии и теплоты на предприятиях самого широкого диапазона деятельности, а именно:

- в сфере обслуживания – в гостиницах, санаториях, пансионатах и предприятиях пищевой промышленности;
- в промышленности – на деревообрабатывающих и химических предприятиях;
- в сельском хозяйстве – в тепличных хозяйствах, на птицефермах и животноводческих комплексах.

5.7 Низкотемпературные технологии подготовки нефтяного газа

На Верх-Тарском месторождении отмечается значительное снижение пластового давления от начального, что немаловажно для выбора способа добычи пластовой жидкости и утилизации нефтяного газа. Так же особенностью данного месторождения является удаленность от всех коммуникаций, что создает главную сложность при освоении запасов углеродного сырья и транспортировки товарной продукции.

В связи с чем необходимо применять более выгодное экономическое решение проблемы утилизации. Для этой цели предлагаю подготавливать газ на установке низкотемпературной сепарации или низкотемпературной конденсации с целью получения сухого газа, газового бензина, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) [17].

В аппаратном оформлении этого процесса наряду с эффектом дросселирования (при наличии свободного перепада давления) применяется также искусственное охлаждение пропановым холодом или каскадного холодильного пропан-этанового цикла. Благодаря чему возможно извлечение из газа до 90% этана, 99% пропана и 100% всех остальных углеводородов. Низкотемпературная сепарация проводится при низких температурах (-30°C), что позволяет извлекать из газа этан и более тяжелые углеводороды. Достоинством установки НТК являются низкие капитальные и эксплуатационные затраты.

В предлагаемых установках для создания искусственного холода чаще всего применяются турбодетандеры, в которых энергия расширяющегося газа рекуперирована для создания холода или компрессорные холодильные машины, хладагенты, в которых обычно – фреон, этан, пропан.

Аппаратурное оформление стандартной установки отбензинивания газа на базе процесса низкотемпературной конденсации представляет собой следующий технологический комплекс (рисунок 20):

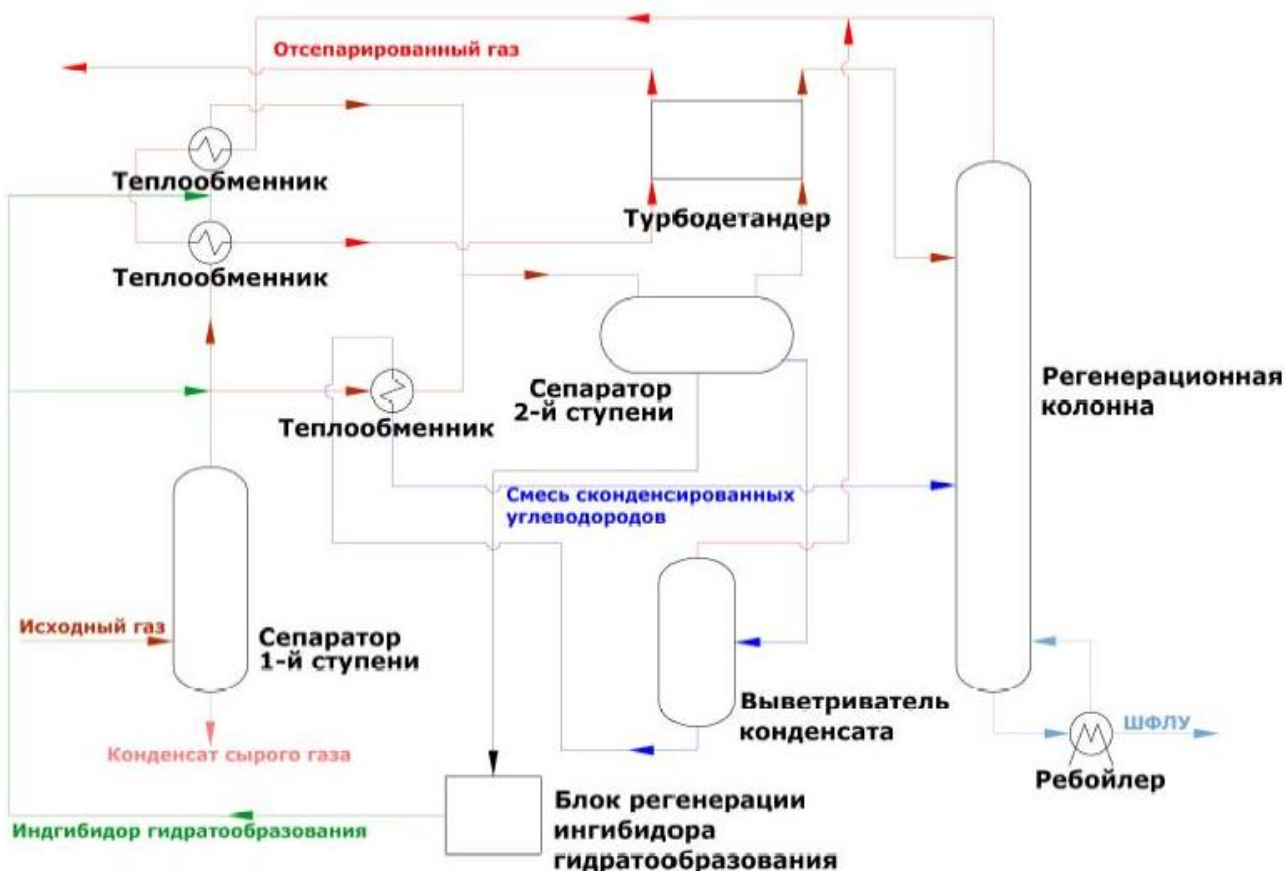


Рисунок 20 – Схема низкотемпературной сепарации с турбодетандером

Предварительно осушенный газ в ГС, охлаждается в рекуперативных теплообменниках, после чего поступает в сепаратор, где происходит отделение от него сконденсированных углеводородов, после которого идет на турбодетандер, с которого подается на разделительную колонну. В нее же с теплообменников поступает смесь сконденсированных углеводородов из сепаратора. Внизу колонны отбирают смесь сконденсированных углеводородов от этана и выше, а деэтанализованный газ сверху колонны отводится в теплообменники, после которых поступает в турбодетандер, в котором сжимается за счет энергии расширяющего газа из сепаратора и направляется далее заказчику. Смесь полученных углеводородов направляется на газофракционирующую установку, где из нее отбирается этановая фракция 90% и фракции остальных более тяжелых углеводородов.

6 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

6.1 Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов[14].

Источниками организованных выбросов являются:

- резервуары, пруды- отстойники, нефтеловушки, шламонакопители (испарение нефти);
- не герметичность технологического оборудования;
- системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

В процессе сбора, транспорта и подготовки нефти наблюдается большое количество неорганизованных источников выделения вредных веществ, к ним относятся:

- нефтяные скважины,
- установки замера продукции скважин,
- сепарационные установки,
- дожимные насосные установки,
- нефтесборные пункты,
- установки подготовки газа,
- компрессорные станции,
- промышленные газопроводы,
- установки предварительного сброса воды.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается в первые несколько лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добычи нефти, относятся к 1-4 классу опасности.

Сернистый ангидрит (SO_2) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК- 10 мг/м^3 . Токсичность резко возрастает при одновременном воздействии с сероводородом, окисью углерода, аммиака и окислами азота. Действует “эффект суммации” вредных веществ[14].

Окись углерода относится к 4 классу опасности, ПДК в воздухе рабочей зоны 20 мг/м^3 , для населенных мест- $3,0 \text{ мг/м}^3$. Выделяется в атмосферу при сжигании газа на факелах и в дымовых трубах котельных.

Окись азота NO - бесцветный газ, быстро окисляется до NO_2 - двуокиси азота. NO - кровяной яд ,оказывает прямое действие на центральную нервную

систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м^3 , населенных мест $0,085 \text{ мг/м}^3$. Выделяется при работе котельных и сжигания газа на факелах.

Двуокись азота NO_2 вызывает раздражающее действие на легкие. Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест- $0,085 \text{ мг/м}^3$.

Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации $0,005-0,010 \text{ мг/м}^3$. Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина- $5,0 \text{ мг/м}^3$.

В больших количествах углеводороды выбрасываются в атмосферу при эксплуатации резервуаров. Все неорганизованные источники выбросов при сборе, транспорте, подготовке и хранении нефти выделяют в атмосферу углеводороды.

Сажа - обладает хорошей летучестью, долго держится в воздухе, образует устойчивое облако в местах выделения (ПДК- $0,15 \text{ мг/м}^3$). Содержит в своем составе канцерогенные 3, 4- бензипрен и другие полициклические ароматические углеводороды, токсичные соединения металлов.

На территории месторождения находится котельная центрального товарного парка. При ее работе в атмосферу выбрасываются окись углерода, окислы азота и сернистый газ.

Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу на ЭВМ показал, что котельные, работающие на газе, являются экологически безопасными объектами. Выбросы от котельных можно принять за величину ПДВ (предельно- допустимые выбросы).

Нефтяные резервуары являются основными источниками выбросов углеводородов в атмосферу.

6.2 Источники загрязнения водоемов и почв

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин, сборе, подготовке и транспорте нефти основными загрязнителями почв и водоемов являются нефть, отработанные буровые растворы, буровой шлам, сточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, химические реагенты, поверхностно- активные вещества и минеральные соли. К основным узлам промышленного оборудования, являющимися источниками загрязнения, относятся следующие[14]:

- Устья скважин и прискважинные участки (аварийный разлив нефти возможен при нарушении герметичности в устьевой арматуре, при проведении работ по освоению скважин, подземному и капитальному ремонту).
- Мерники и трапы групповых и индивидуальных сборных установок (утечки нефти и ее разлив возможны при переливах через верх мерников, очистке мерников и трапов от грязи и парафина).

- Сборные резервуарные парки (разлив нефти может происходить при спуске сточных вод из резервуаров, при переливе нефти через верх резервуаров).
- Неплотности или разрыв промысловых нефтесборных и нагнетательных трубопроводов (возможны попадания нефти и пластовых вод на природные объекты).

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течении длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Буровые отходы, кроме большого количества механических примесей, содержат значительное количество различных химических реагентов и добавок (нефть, гипан, КМЦ- 600, сульфанол, ГКЖ- 10, ТПФН и др.).

Для многих компонентов бурового раствора ПДК не определены.

Буровые сточные воды (БСВ), скапливаемые в отстойно- накопительных котлованах, загрязнены диспергированной глиной, смазочными маслами, нефтью, химическими реагентами, выбуренной породой, минеральными солями.

Содержание механических примесей в БСВ достигает 1,2 г/л, рН колеблется в диапазоне от 7,7 до 10, содержание растворенных и эмульгированных нефтепродуктов достигает 200 мг/л, бихроматная окисляемость- 600 мгО₂/л, а минерализация- 2,6 г/л.

Высокоминерализованные пластовые воды, поступающие в горизонты пресных вод за счет межпластовых перетоков, а также на поверхность в случае негерметичности обсадных колонн скважин, извлекаемые при испытаниях скважин на приток жидкости- относятся к опасным загрязнителям, вызывающим засоление подземных и поверхностных вод и земель.

Степень минерализации пластовых вод изменяется в пределах от 0,1 до 400 г/л.

6.3 Мероприятия по охране недр и окружающей среды

В целях охраны атмосферы должны быть уменьшены выбросы легких фракций нефти от резервуаров, для этого необходимо:

- обеспечение автоматического регулирования уровня в сепараторах КСЦ;
- монтаж и ввод в эксплуатацию установок улавливания легких фракций нефти из резервуаров (УЛФ);
- внедрение гибких дисков- отражателей в резервуарах;
- монтаж резервуарных конденсаторов;

- снижение температуры нефти, поступающей в резервуары;
- сокращение числа эксплуатационных нефтяных резервуаров (замена герметичными буллитами);
- ввод в эксплуатацию центробежных вертикальных сепараторов.

Для уменьшения потерь нефти в результате ее капельного уноса при сепарации необходимо:

- применение устройства предварительного отбора газа с каплеуловителями в технологической схеме сепарации;
- ввод в эксплуатацию сепарационных наклонных трубных установок (УСТН-1);
- ввод в эксплуатацию блочных автоматизированных сепарационных установок;
- оснащение сепарационных установок блоками струйных насадок типа КС-1.

В целях охраны вод:

Показатели водопотребления и водоотведения не должны превышать нормативных. Для снижения водопотребления, в том числе поверхностных вод, необходимо:

- обеспечить повторное использования буровых сточных вод после их отстоя и очистки;
- вводить в действие установки предварительного сброса воды;
- внедрять датчики расхода воды на нужды бурения, добычу и подготовку нефти;
- строго соблюдать технологию проходки поглощающих горизонтов;
- предотвращать утечки воды через неплотности соединений в водоводах.

В целях предотвращения загрязнения поверхностных вод, в заболоченных и периодически затопляемых местностях материалы, оборудование, механизмы должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности[14].

Проводить дополнительную обваловку со стороны водоемов, кустов скважин, расположенных в их непосредственной близости. Регулярно контролировать состояние обваловки.

Места для размещения емкостей для хранения горюче-смазочных материалов, бурового раствора, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ.

При разливе нефти на поверхности земли или попадании ее в водоем в результате аварии необходимо сообщить об этом органам, осуществляющим государственный контроль за состоянием водных объектов, в течение не более трех часов с момента обнаружения, принять меры, обеспечивающие предотвращение дальнейшего распространения загрязнения:

- локализовать загрязнения с применением боновых заграждений;

- произвести сбор нефтепродуктов с помощью сорбентов пенополиуретана, резиновой крошки, текстильного горошка или других аналогичных средств.

Для охраны земли и недр предусмотреть выполнение нижеследующих мероприятий:

На период строительства скважин для буровых предприятий землепользователем отводится во временное пользование участок земли, размеры которого приведены в СП.

Для сокращения размера участка применять унифицированные схемы монтажно-буровых установок.

Земельные участки кустов (одиночных) нефтяных скважин необходимо обваловывать земельным валом высотой не менее 1,0 м с целью локализации возможных разливов нефти.

Все материалы и оборудование располагать строго в пределах отведенной и обвалованной площадки.

Сбор и хранение отходов бурения (шлама, глинистых растворов, сточных вод), загрязненных нефтепродуктами и другими органическими и минеральными веществами осуществляется в нефтяных амбарах.

Линейные размеры амбара (площадь, глубина) определяются в зависимости от рельефа местности, категории грунта, глубины залегания грунтовых вод.

Высота обваловки амбара определяется в зависимости от механического состава почв. Для почв с тяжелым механическим составом (суглинки, глины) высота обваловки должна быть не менее 70 см, для почв с легким механическим составом (пески, супеси) – не менее 150 см.

Осуществлять регулярный контроль состояния обваловок вокруг кустовых площадок и шламовых амбаров, в случае необходимости производить их восстановление.

Эксплуатацию скважин производить при соответствующем оборудовании устья скважин, которое должно предотвращать возможность бесконтрольного выброса и открытого фонтанирования нефти.

Осуществлять полную герметизацию процессов сбора, подготовки и транспорта продукции скважин по всей технологической цепи с утилизацией

Для защиты поверхности земли от разлива нефти и нефтепродуктов предусматривать:

- в групповых замерных установках автоматическую блокировку скважин в случае аварийного состояния коллекторов;
- сооружение узлов переключения трубопроводов от групповых замерных установок до основного коллектора, что позволит в аварийной ситуации отключать поврежденные участки трубопроводов;
- оснащение резервуаров сигнализацией максимального уровня и автоматической защитой их от перелива.

В случаях получения сведений об аварийных разливах нефти руководитель предприятия должен незамедлительно направить аварийную бригаду для сбора и удаления разлившейся нефти.

На всех промыслах иметь запас сорбентов (резиновая крошка, пенополиуретан, текстильный горошек) на случай аварийного разлива нефти.

Не допускать сжигания разливов нефти на поверхности почвы.

В процессе проводки скважин для предотвращения возможных перетоков жидкости или газа, ухудшения свойств коллекторов предусмотреть следующие мероприятия:

- изоляцию в скважинах нефтяных и водоносных горизонтов обсадными колоннами;
- пакерование заколонного пространства;
- цементирование заколонного пространства.

При строительстве скважин предупреждать нефтегазопроявления путем установки противовыбросового оборудования.

Применять буровые растворы с параметрами, удовлетворяющими требованиям проводки скважин в конкретных геологических условиях.

Рекультивация земель производится согласно “Положения о порядке передачи рекультивированных земель землепользователю предприятиями, организациями и учреждениями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские, строительные и иные работы, связанные с нарушением почвенного покрова”.

- рекультивации подлежат кустовые площадки и трассы передвижения бурового оборудования;
- рекультивация кустовых площадок и рекультивация трасс передвижения производится ССУ по наряду – заказу с приложением исполнительной схемы коммуникации и после откачки жидкости из амбара в нефтесборный коллектор, и должна быть закончена в течении 12 месяцев после окончания бурения кустов скважин;

Рекультивация земель на кустовой площадке включает в себя:

- откачку чистой воды из шламовых амбаров;
- засыпку амбара грунтом;
- ликвидацию обваловки вокруг амбаров;
- зачистку замазученности с территории площадки;
- отсыпку грунтом зачищенных мест.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа выполнена с целью выбора и обоснования рационального метода утилизации попутного нефтяного газа Верх-Тарского нефтяного месторождения, разрабатываемого ОАО «Новосибирскнефтегаз», в связи с необходимостью выполнения условий лицензионного соглашения в части объемов утилизации ПНГ.

В результате анализа утилизации нефтяного газа было выявлено, что существующая технология утилизации газа на энергокомплексах обеспечивает уровень утилизации 59%, что не соответствует принятому правительством уровню. Предложено подготавливать нефтяной газ по низкотемпературным технологиям. Выбор конкретной технологии требует дополнительных обоснований.

Большая часть продуктов подготовки будет использоваться на собственные нужды. Сухой газ может быть использован в качестве топлива на ГПЭС, ГТУ и путевые подогреватели. Исчезнет проблема с низким качеством топлива газопоршневых электростанции, что позволит повысить их КПД. Бензиновая фракция может быть использована для производства топлива автомобильного транспорта.

Установка подготовки газа будет загружена в полной мере, так как в перспективе «Новосибирскнефтегаз» рассчитывает наращивать объемы добычи нефти за счет освоения других 6 лицензионных участков в Новосибирской области, что повлечет за собой расширение энергокомплекса Верх-Тарского месторождения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

1. ПНГ – попутный нефтяной газ
2. КПД – коэффициент полезного действия
3. ЦПС – центральный пункт сбора
4. ПТБ – печь трубная блочная
5. УПСВ – установка подготовки сеноманской воды
6. ДНС – дожимная насосная станция
7. ГПЭС – газопоршневая электростанция
8. ГТУ – газотурбинная электростанция
9. УПТГ – установка подготовки топливного газа
10. СОД – средства очистки и диагностики
11. УОНГ – установка очистки нефтяного газа
12. ГРПШ – газораспределительный пункт шкафной
13. НТК – низкотемпературная конденсация
14. ГС – газосепаратор
15. ОУУГ – оперативный узел учета газа
16. ФВД – факел высокого давления
17. ФНД – факел низкого давления

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическая схема разработки Верх-Тарского месторождения. ОАО "Новосибирскнефтегаз", 2002 г.
2. Отчет о производственной деятельности НГДУ за 2002-2012 г.
3. Технологический регламент УПСВ Верх-Тарского нефтяного месторождения. Изд. ОАО "Новосибирскнефтегаз", 2011 г.
4. В.И. Щуров "Технология и техника добычи нефти". М.: Недра, 1993г.
5. Новиков А.А., Чухарева Н.В. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 164 с.
6. Б.Б. Квеско "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений". Учебное пособие. Томск : Изд. ТПУ, 2001 г.
7. Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдулаев "Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования". М.: Недра, 1989 г.
8. Р.З. Тумашев, Н.Г.Бодров. Когенерационная газотурбинная установка на попутных нефтяных газах с высоким содержанием тяжелых углеводородов. Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. "Машиностроение". 2012 г.
9. Р. В. Агапов, А. Н. Калинин - ООО «ТехноСерв А/С» Журнал "Турбины и дизели", 2009 г.
10. Энергоцентр Верх-Тарского месторождения работает без потери мощности// НефтьГазПромышленность. - № 8, 2007
11. Р.В. Замоторин. Малые теплоэлектроцентрали - поршневые или турбинные // Энергетика и промышленность России. - № , 2006.
12. М. А. Берлин, В.Г. Гореченков, Н.П. Волков. Переработка нефтяных и природных газов, М.: Химия, 1981. - 472 с., - ил.
13. А.М. Чуракаев Переработка нефтяных газов М.: Недра, 1983. - 279 с.
14. ПБ07-601-03. Правила охраны недр. Госгортехнадзор России, 2003 г
15. <http://www.energocon.com/> Основы современной энергетики.
16. <http://www.mks-group.ru/electrical/gaspiston/info/> Газопоршневая электростанция
17. <http://www.gas-dewatering.ru/> Установки отбензинивания углеводородных газов.