

**Казанский федеральный университет**

**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов**

**Kazan Federal University**

**Department of oil & gas technology and carbon materials**

**Цифровой двойник проекта Кандымского групп месторождения (1 часть)**

**Digital twin of the Kandym group field project (part 1)**

**Тулибаев Азимжон Нематжонович, Tulibaev Azimjon Nematjonovich <sup>1</sup>**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich <sup>2</sup>**

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов<sup>1</sup>

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО), и.о.

руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО, профессор РАЕ<sup>2</sup>

E-mail: Tulibaye777@gmail.com<sup>1</sup>, kemalov@mail.ru<sup>2</sup>

**Аннотация** : Цель данной статьи литературный обзор по Кандымскому газоконденсатного месторождения для создания цифрового двойника.

**Ключевые слова:** нефть, газоконденсат, цифровой двойник, компрессор, компонентный состав, сера.

**Abstract:** The purpose of this article is a literary review of the Kandym gas condensate field to create a digital twin.

**Keywords:** oil, gas condensate, digital twin, compressor, component composition, sulfur.

## **Введение (Introduction)**

Появление «цифровых двойников» стало логичным результатом развития концепции «цифрового производства» и Промышленного Интернета Вещей. Впервые это понятие появилось в 2003 году после публикации статьи профессора Технологического университета Флориды Майкла Гривза «Цифровые двойники: превосходство в производстве на основе виртуального прототипа завода»

В настоящее время многие отрасли промышленности собирают данные о производительности оборудования. В последние годы цифровая трансформация смогла не только полностью обработать собранную информацию с помощью передовой аналитики, но и принять обоснованные решения для оптимизации операций в различных отраслях. Аналогичным образом, новые технологии моделирования предоставляют производителям возможность использовать цифровые двойники в своих продуктах и процессах. Новые проекты можно тестировать в виртуальном мире, экономя время, деньги и ресурсы. Цифровой двойник может позволить компаниям быстрее решать физические проблемы, обнаруживая их с гораздо более высокой степенью точности, проектировать и создавать более качественные продукты и, в конечном итоге, лучше обслуживать своих клиентов. С этим типом интеллектуального архитектурного проектирования компании могут реализовывать ценность и выгоды итеративно и быстрее, чем когда-либо прежде [1].

Газовый конденсат - это особая связующая жидкость, получаемая из пластов при критических и сверхкритических температурах. Это жидкий продукт, конденсирующийся из газовой фазы в поверхностных сепараторах при добыче газа. Газовый конденсат обычно существует в газообразном состоянии или в начальных пластовых условиях. Однако в процессе производства происходит обмен газовой фазы на двухфазную смесь, состоящую из газовой фазы и жидкой фазы, жидкая фаза называется конденсатом. Газовый конденсат, извлеченный из нефтяного газа, может быть используется для смешивания с тяжелой сырой нефтью и последующей дистилляции для получения транспортного топлива.

Удаление серы из транспортных топлив было санкционировано правительствами во всем мире с целью уменьшения загрязнения атмосферы соединениями серы [2].

Соединения серы обычно известны как наиболее опасные и печально известные загрязнители нефти.

В сырой нефти обнаружено более 195 типов соединений серы, таких как сероводород, дисульфиды и органические сульфиды, бензотиофен, дибензотиофен и их алкилированные соединения производные. Во время горения эти соединения выделяют оксиды серы ( $SO_x$ ) и сульфатные частицы попадают в атмосферу, что может привести к серьезным проблемам загрязнения воздуха и выпадению кислотных дождей[2]. Из-за истощения запасов пресной нефти и газа производители нефти и газа по всему миру вынуждены использовать скважины с кислой нефтью и газом. Некоторые процессы могут привести к чрезмерному выделению соединений серы в атмосферу.

Растущая озабоченность экологическими процессами вынуждает правительства принимать правила ограничения допустимых пороговые значения содержания серы. Законодательство о 15 и 10 промилле в качестве допустимых стандартных уровней соединений серы для дизельного топлива в США и Европе, соответственно, отражает усилия по созданию сверхчистых топлив. Таким образом, установки для обессеривания становятся неотъемлемой частью нефтеперерабатывающих заводов. В настоящее время гидрообессеривание (HDS) технология является практически доминирующим процессом десульфурзации, который широко используется в мире[3]. Этот процесс основан на поверхностной адсорбции соединений серы на соответствующих металлических поверхностях катализатора. Последующее гидрирование соответствующие соединения серы происходят при высоком парциальном давлении водорода и высокой температуре.

Таким образом, соединения серы превращаются в соответствующие углеводороды и сероводородный газ в качестве побочного продукта. Недавние исследования показали, что эффективность удаления серы в процессе HDS зависит от химической структуры и объемности соединений серы, участвующих

в гидродесульфурации [4]. В то время как HDS успешно десульфурует алифатические тиолы, меркаптаны, тиоэфиры, сульфиды и дисульфиды, этот процесс менее эффективен в удаление алкилированных ароматических соединений серы, таких как дибензотиофен и его производные. На практике первые соединения серы должны быть адсорбированы на поверхности металлического катализатора для гидрирования. Очевидно, что стерическое препятствие для алкилированных ароматических соединений серы ограничивает соответствующую адсорбцию этих соединений на каталитической поверхности. Хотя были предложены более жесткие условия эксплуатации для повышения эффективности процесса HDS для этих стерически затрудненных соединений серы, такое отношение обычно отвергается из-за резкого увеличения как инвестиционных, так и эксплуатационных расходов[5]. С другой стороны, для достижения сверхнизкого содержания серы с помощью современной технологии гидродесульфурации (HDS) применение более высокой температуры, более высокого давления, большего объема реактора и более активных катализаторов является очень дорогостоящим, опасным, и дезактивация катализатора гидроочистки происходит со временем в процессе производства. Основной причиной дезактивации катализатора является отложение кокса. Процесс окислительной десульфурации (OPB) можно рассматривать как альтернативный процесс для метода HDS.

Процесс OPB состоит из двух следующих последовательных этапов:

(а) Сначала соединения серы окисляются до их соответствующих сульфоксидов или сульфонов с помощью окислителя.

(б) затем высокополяризованные сульфоксиды или сульфоны экстрагируются соответствующим полярным растворителем или адсорбируются на сорбентах высокой емкости.

Большинство известных систем окислительной десульфурации включают использование нерастворимых в масле окислителей,  $H_2$   $O_2$  или пероксиды, в результате чего получается двухфазная система масло–водный раствор. Эта двухфазная система ограничивает массоперенос через двухфазная граница раздела в процессе окисления, что приводит к уменьшению скорости

окисления. Разделение фаз жидкость–жидкость после окисления обычно приводит к потере мазута на этой стадии. Оставшиеся сульфоны в масляной фазе необходимо дополнительно удалять путем адсорбции и отвода, что также приводит к потере мазута. Также в некоторых исследованиях органические пероксидные соединения с однофазным процессом или реактор с неподвижным слоем с гетерогенным окислительный катализатор используется для стадии окисления в процессе ОРВ. [2] Водорастворимая кислота или основание, используемые в качестве катализатора в двухфазной системе, также вызывают коррозию оборудования. Чтобы избежать этих проблем, некоторые исследователи исследовали системы, использующие адсорбенты для селективного удаления соединений серы в жидких углеводородных топливах, что является одним из перспективных подходов, поскольку этот процесс может проводиться в условиях окружающей среды без использования дорогостоящего материала и дополнительного процесса для HDS и ODS и других методов десульфурзации. Как хорошо известно, жидкий углеводородные топлива содержат не только соединения серы, но и большое количество ароматических соединений, которые имеют структуру ароматического каркаса, аналогичную сосуществующим соединениям серы. Эта неотъемлемая проблема создает серьезную проблему при разработке эффективного адсорбента с высокой адсорбционной селективностью по соединениям серы.

Молярное соотношение Si/Al цеолита играет важную роль в эффективности применения, каркасе, свойствах кристаллических частиц и распределение каналов, влияющих на критерии адсорбции. Чем выше соотношение Si/Al в цеолитах, тем ниже катионообменная способность и уменьшение молярного соотношения Si/Al приводит к увеличению десульфурации.

В настоящем исследовании исследуется влияние воды, ароматических соединений и реального сырья на оптимальный сорбент, который был синтезирован и улучшен (4,5% иона Ag, температура прокаливания 427 ° C и рабочая температура 74 ° C) в предыдущем исследовании и приведены изотермы адсорбции и условия регенерации [2].

## **Общая часть**

### **1. Общие сведения о месторождении Кандым**

Нефтегазовая отрасль Узбекистана является крупнейшим сегментом экономики и имеет важнейшее стратегическое значение для развития всей экономики республики. Несмотря на то, что на мировом рынке энергоносителей наблюдается нестабильность, отражающаяся также на состоянии нефтегазовой отрасли республики, деятельность нефтегазовых компаний характеризуется предсказуемостью. Вместе с тем, ухудшение геологических условий добычи и рост издержек добываемых энергетических и минеральных ресурсов усиливают риски торможения роста промышленности, снижения экспортных поступлений. Накопленные проблемы отрасли за последние годы обернулись медвежим трендом падения объёмов добычи нефти и природного газа. Как следствие, основная проблема повлияла на сопутствующие другие проблемы в нефтегазовой отрасли республики и требует решения. Для разработки соответствующих мер по решению стоящих перед отраслью проблем, необходимо провести достаточно тщательные и объективные научные исследования, начиная от истоков и заканчивая оценкой негативного влияния[6].

Месторождения Кандымской группы расположены в юго-западной части пустыни Кызылкум и в административном отношении входят в состав Каракульского района Бухарской области Республики Узбекистан (Рис. 2). Наиболее близкими населёнными пунктами являются города Каракуль и Алат, расположенные примерно в 25-30 км от юго-восточной границы площадки. Юго-западная граница месторождения проходит рядом с границей с Туркменистаном, в то время как северная граница месторождения располагается в 50 км от города Газли.

В орографическом отношении площадь представляет собой плоскую равнину с низкими возвышенностями и толщиной покрывных эоловых образований.

Территория Кандымской группы месторождений целиком находится в пустынной зоне, где климат характеризуется резкой континентальностью, с малым количеством атмосферных осадков, высокими температурами в летний и низкими температурами в зимний период.

Низкая влажность и частые ветра увеличивают испарение влаги с почвогрунтовой толщи и способствуют засолению почв. Низкие температуры зимой приводят к промерзанию верхнего слоя почвы, что ухудшает ее гидрофизические свойства и затрудняет проведение обработки и промывке почв.

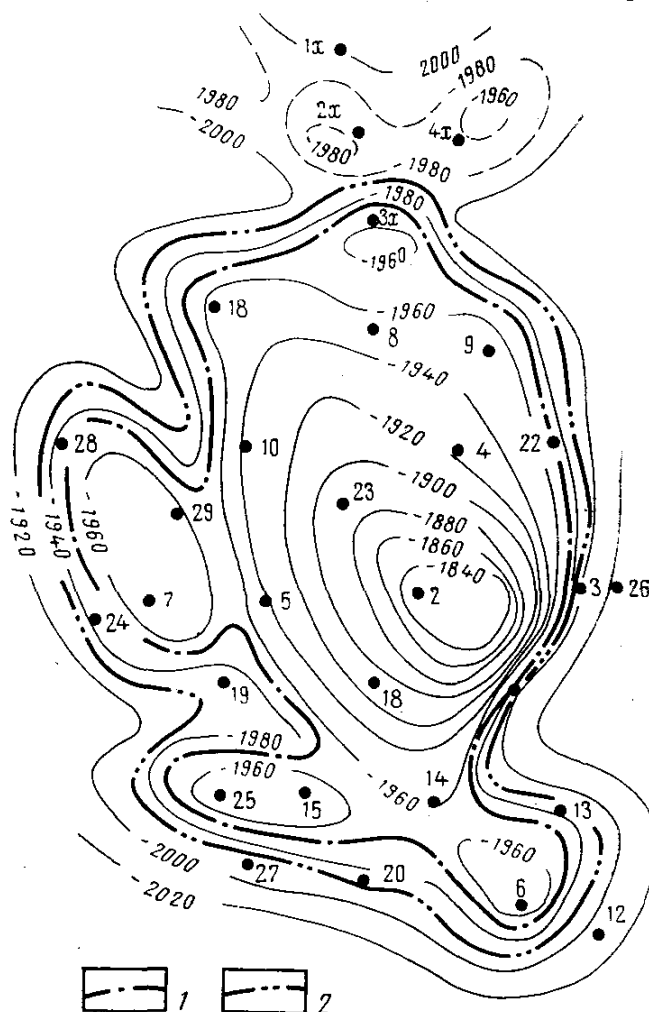


Рисунок-1. Газоконденсатное месторождение Кандым. Структурный карта кровли (по Б.Я. Календарову). Контурсы газоносности: 1-внутренний; 2-внешний.

На территории Кандымской группы месторождений отсутствует постоянная гидрографическая сеть. На данной площади присутствуют лишь достаточно развитая дренажная сеть и сбросные коллекторы. Наиболее крупными из них являются: Главный Каракульский коллектор (сброс) и Центрально-Бухарский коллектор (в пределах участка Кандым).

Гидрологическая система площади представлена рекой Амударья, протекающей в 30-35 км от юго-западной границы территории, которая отделена

от объекта площадью песчаных гряд, непроходимых для автотранспорта, и рекой Зеравшан, протекающей в 15-20 км к юго-востоку от месторождения, которая полностью высыхает в летний период.

Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +173 до 210 метров над уровнем моря.

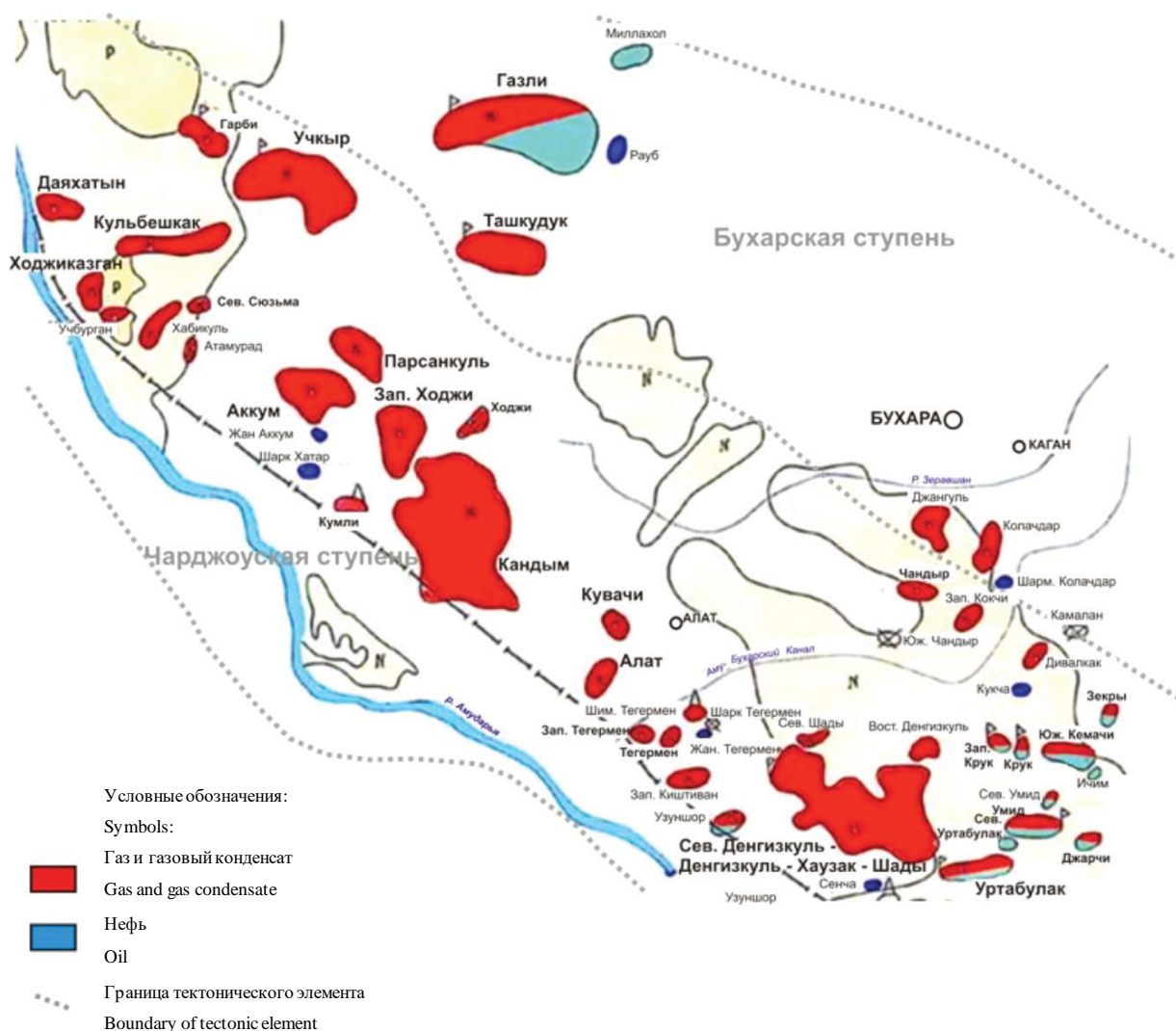


Рисунок-2. Карта зоны Кандымской группы месторождений

### 1.1 Характеристики грунта и почвы

Сложная морфологическая обстановка, гидрогеологические условия и хозяйственная деятельность обуславливают развитие многочисленных почвенных образований. Эти образования в зависимости от физико-географических особенностей территорий подразделяются на несколько подрайонов внутри их.



Выделяются участки аллювиальных орошаемых, целинных такырных, такырно-луговых, луговых, болотно- луговых и болотных почв и солончаков Каракульской дельты Заравшана.

Наибольшее распространение в Каракульской дельте имеют лугово-оазисные почвы. Мощность агроирригационных наносов не превышает 1-1.5 м. Развиваются лугово-оазисные почвы под влиянием неглубоко залегающих грунтовых вод (1-3 м), ирригационного режима питания, определяющих в почвах солончаковых процессов и зависят от условия питания и оттока грунтовых вод, степени их минерализации. В этом отношении, почвы развитые в верхней части дельты, располагаются в более благоприятных условиях, чем развитые на остальной ее территории.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория располагается на северо-западной Чарджоуской тектонической ступени в центральной части одноименного поднятия.

Грунты, слагающие площадку строительства, в основном представлены песками от средних до пылеватых, по строению они подразделяются на рыхлые и среднеплотные аллювиально-пролювиальные.

По гранулометрическому составу пески подразделяются на мелкие и пылеватые. Плотность грунта при естественной влажности колеблется от 1.5 до 1.78 т/м<sup>3</sup>. Грунтовые воды, залегающие на глубине примерно от 2.0 до 11 м, безнапорные, агрессивные к бетонам на основе сульфатостойких цементах и обладают высокой коррозионностью.

По сейсмическим условиям пески рыхлые и водонасыщенные относятся к III категории.

Подземные воды под запланированным маршрутом от ГПЗ до магистрального газопровода "Газли-Сарымай" залегают на глубине более 9 м. Глубина сезонного промерзания грунта составляет 0.6 м.

Сейсмологию и геологию зоны определяют четыре основных сейсмических параметра: схема частоты повторения землетрясения на основе энергии, уровень сейсмичности, максимально вероятное землетрясение в зоне и временное распределение землетрясения.

Конструкция объектов будет выполнена в соответствии с КМК 2.01.03-96

«Строительство в сейсмических зонах».

- Технические требования к грунтам: пески рыхлые и водонасыщенные и относящиеся к Категории III.

- Сейсмичность зоны: 7.0

В соответствии с КМК 2.01.03-96, «Строительство в сейсмических зонах», для проектных работ на участке с техническими требованиями к грунтам категории III, магнитуда землетрясения должна составлять 8 баллов в качестве расчётного сейсмического параметра. Таким образом, для строительства площадки должна применяться сейсмичность в 8 баллов.

## **2. Характеристика месторождения Кандым**

Сырой газ месторождения Кандым, добытый из девяти до восьми скважин, собирается на восьми кустовых площадках с последующей обвязкой с двумя сборными пунктами (СП1 и СП2).

Для месторождения Кандым критическими годами являются:

- Год ввода месторождения в эксплуатацию/максимальное давление на устье скважин (2018 год);

- Максимальный фактический объёмный расход газа (2030 год).

Как было отмечено на некоторых скважинах в начальный период эксплуатации (с 2018 по 2023 годы) предусматривается установка дроссельных клапанов, обеспечивающих снижение давления и увеличение скорости потока газа в шлейфах.

Так, по результатам гидравлических расчетов, установка дроссельных клапанов предусматривается на скважинах №: 30, 160, 215', 237, 243', 244, 245', 250, 312', 320', 321', 324', 1007, 1008, 1011, 1012, 1013, 1014, 1016, 1017, 1018, 1019, 1020, 1021, 1022, 1023, 1024, 1025, 1026, 1027, 1028, 1029, 1031, 1032, 1033, 1034, 1035, 1036, 1037, 1038, 1039, 1040, 1041, 1042, 1043, 1044, 1045, 1046, 1047, 1048, 1049, 1050, 1051, 1053, 1054, 1055, 1056, 1057, 1058, 1059, 1060, 1062, 1063, 1064, 1065, 1066, 1068, 1069, 1070, 1074, 1075, 1076, 1077, 1087, 1088, 1089 и 1090.

## 2.1 Вспомогательные системы

В данном разделе представлены необходимые вспомогательные системы для объектов системы сбора газа.

Для системы площадки скважин, систем кустовых площадок и сборных пунктов требуются, как минимум, вспомогательные системы, перечисленные ниже.

### 1) Площадка скважины

На площадке скважины вспомогательная система не требуется. Электроснабжение площадки скважины осуществляется по линии 10 кВ от подстанции 220/35/10 кВ ГПЗ.

### 2) Кустовая площадка

- Топливный газ

Топливный газ от ГПЗ подаётся по отдельному трубопроводу на каждую КП для факельного хозяйства и нужд продувки.

- Азот

Предусмотрено подсоединение баллонов с азотом к факельному коллектору для аварийного резервирования и периодических продувок для проведения ремонтов.

- Электроснабжение

Электропитание подается от подстанции 35/10 кВ на СП.

### 3) Сборный пункт

- Топливный газ

Топливный газ поступает от ГПЗ на каждый СП по отдельному трубопроводу для подачи газа на факельное хозяйство и для нужд продувки.

Отдельный трубопровод топливного газа высокого давления будет предусмотрен на ЭТАПЕ-2 к турбинам компрессоров на ДКС на каждый СП.

Режим работы/параметры трубопровода топливного газа высокого давления на границе установки будет подтвержен. Поставщиком компрессора на ЭТАПЕ-2.

- Воздух КИП/Азот

Во время периода пуско-наладочных работ и периода эксплуатации Дожимной компрессорной станции, сооружения для получения воздуха КИП и азота будут установлены в помещении.

Воздух КИП и азот для подачи на Дожимную компрессорную станцию вырабатывается в электроприводных блоке компрессора воздуха КИП, блоке осушки и установке получения азота на каждом сборном пункте. Для обеспечения непрерывной подачи, вне помещения устанавливаются ресиверы воздуха КИП и азота, соответственно. Рабочая документация для воздуха КИП и системы азота будет подтверждена на ЭТАПЕ-2.

- Вода для пожаротушения

Во время пусконаладки и эксплуатации ДКС, техническая вода на каждый СП1 и СП2 месторождения Кандым подаётся по отдельному водопроводу от ГПЗ. На каждом СП система противопожарного водоснабжения включает в себя резервуар воды для пожаротушения с электронагревателем, нагнетательный и основной насос воды для пожаротушения, прочее противопожарное оборудование. Рабочая документация будет разработана и подтверждена во время ЭТАПЕ-2.

- Питьевая вода

Во время пусконаладки и эксплуатации ДКС, техническая вода на каждый СП1 и СП2 месторождения Кандым подаётся по отдельному водопроводу от ГПЗ. Рабочая документация будет разработана и подтверждена во время ЭТАПЕ-2.

- Электроснабжение

Электропитание подается от подстанции 35/10 кВ на СП.

### **3 Газосборная система**

Система сбора продукции скважин Кандымской группы месторождений состоит из 98 площадок скважин, соединенных трубопроводами с кустовыми площадками, кустовые площадки подключаются к сборным пунктам, сборные пункты к ГПЗ.

Часть скважин напрямую подключены к сборным пунктам ввиду близкого расстояния. Так к СП1 и СП2 напрямую подключены по 12 скважин.

Общая протяжённость шлейфов скважин до кустовых площадок и сборных пунктов составляет примерно 245 км, общая протяжённость трубопроводов откустовых площадок до сборных пунктов составляет примерно 50 км, общая протяжённость трубопроводов от сборных пунктов до ГПЗ составляет примерно 16 км.

Данные по протяженности, выбранному размеру и месту подключения всех трубопроводов системы сбора газа представлены в Приложении 1.

В таблице 2 приведена сводная информация о распределении скважин по кустам и сборным пунктам по всем месторождениям Кандымской группы.

Таблица 1.2 Скважины Кандымской группы месторождений

Месторождение	Кандым		Всего
Сборный пункт	СП-1	СП-2	2
Кустовая площадка	4	4	8
Скважины	49	49	98

Объекты системы сбора газа для СП1 и СП2 за исключением Дожимной компрессорной станции разрабатываются на ЭТАПЕ-1, а Дожимная компрессорная станция на СП1 и СП2 – на ЭТАПЕ-2.

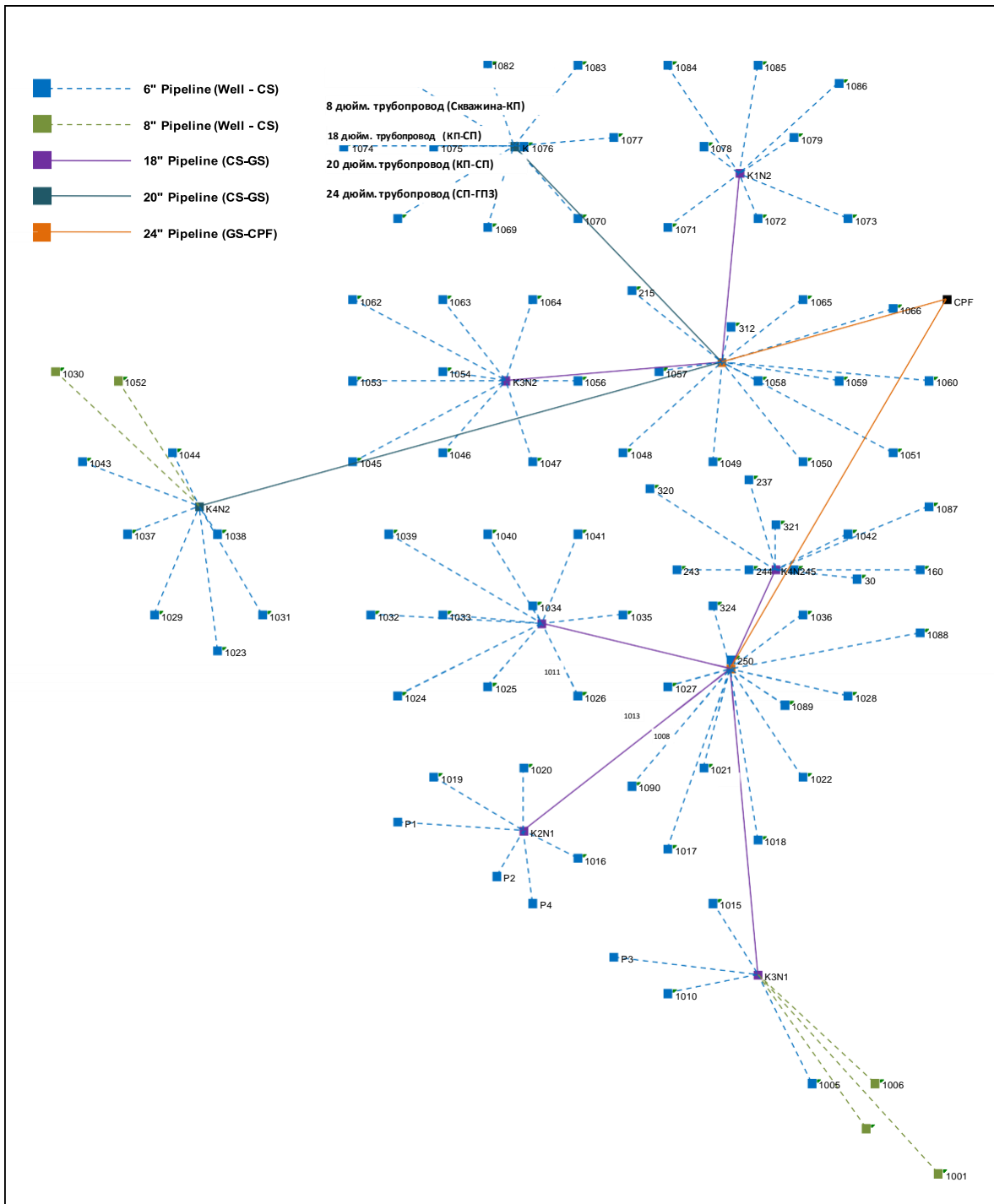


Рисунок 1.3 Конфигурация сети системы сбора для СП-1 и СП-2

### 3.1 Площадки скважин

Все добывающие скважины оборудованы фонтанной устьевой арматурой («елкой»), электрооборудованием, оборудованием КИПиА, бетонированным приустьевым приемком, узлом глушения скважины, площадкой обслуживания и ограждением. Фонтанная устьевая арматура предназначена для герметизации устья скважины, контроля состояния

скважины, контроля потока скважины и выполнения скважинных операций. Конфигурация устья скважины выполнена в соответствии со стандартом ЛУОК «Альбом компоновок устьевого и внутрискважинного оборудования».

Площадка скважины также оборудована низковольтным электроснабжением для питания вспомогательного оборудования и приборов управления. Панель управления устья скважины обеспечивает функции контроля и управления устьевым оборудованием. Для организации двойного барьера обеспечения безопасности, работа панели осуществляется совместно с логическим контроллером.

Каждая скважина оборудована устьевой арматурой, после которой расчетное давление составляет 210 бар изб. С учетом статического давления скважины и материал устьевого оборудования должен быть пригоден к эксплуатации в среде высокосернистого влажного газа.

Расчетное давление фонтанной устьевой арматуры составляет 350 бар изб.

Типовое устье скважины включает в себя устьевую фонтанную арматуру с управляемыми надкоренной и струнной задвижками и подземным клапаном-отсекателем для остановки скважины.

На каждой площадке скважины должны быть предусмотрены блоки закачки химреагентов:

Ингибитор коррозии закачивается на периодической основе с помощью передвижного блока ингибитора коррозии через ингибиторный клапан внутрискважинной колонны НКТ.

Обязка скважины предусматривает возможность закачки ингибитора гидратообразования (метанола) для предотвращения гидратообразования в период пуска скважины.

На скважинах, где скорость потока газа в шлейфе низкая в начальный период эксплуатации, после боковой задвижки следует устанавливать дроссельный клапан, который позволит снижать давление и тем самым увеличить скорость потока газа в шлейфе и предотвратить коррозию в шлейфах. Параметры дроссельного клапана определяются в зависимости от расхода и параметров на устье скважин при эксплуатации шлейфа.

Дроссельный клапан будет эксплуатироваться в течение нескольких лет. После того, когда объем добываемого газа будет увеличиваться, и скорость потока газа в шлейфах будет достаточной для обеспечения выноса жидкости, дроссельный клапан будет демонтирован.

### **3.2 Кустовые площадки**

Газ от скважин по трубопроводам поступает на входной манифольд кустовой площадки. Входной манифольд на каждой кустовой площадке предназначен для сбора газа от нескольких добывающих скважин. На каждом трубопроводе от скважины до входного манифольда предусматриваются дроссельные клапаны для регулирования режима работы каждой скважины.

Расчетное давление трубопровода и оборудования до дроссельного клапана подобрано в размере 210 бар изб. исходя из статического давления скважин конкретного месторождения. После дроссельного клапана все оборудование кустовой площадки рассчитано на расчетное давление 86 бар изб. с учетом максимально допустимого рабочего давления. Для защиты трубопровода и оборудования кустовой площадки после дроссельного клапана, на каждом шлейфе скважины предусмотрены предохранительные клапаны. Конфигурация запорной арматуры на входном манифольде обеспечивает направление потока одной скважины на замерной сепаратор, отдельно от других скважин, подключенных к кустовой площадке.

На трубопроводе по выходу с кустовой площадки, предусматривается узел запуска очистных устройств, предназначенный для очистки полости трубопровода от КП до СП от жидкости, а также для ингибирования трубопровода.

Газ с кустовых площадок поступает на сборный пункт. На каждой кустовой площадке предусматривается установка следующего оборудования:

- Входной манифольд;
- Замерный сепаратор;
- Факельное хозяйство (факельный ствол, факельный оголовок, запальник и панель управления факелом);



- Установка для запуска очистного устройства (если трубопровод КП-СП менее 6 км, УЗОУ не предусматривается);
- Блок подготовки топливного газа;
- Закрытая дренажная система.

### **3.3 Сборные пункты**

Газ от кустовых площадок и КП по трубопроводам поступает на два входных манифольда сборного пункта. Первый входной манифольд на каждом СП предназначен для сбора газа с четырёх кустовых площадок. Второй входной манифольд на сборном пункте предназначен для сбора газа от нескольких добывающих скважин, напрямую

подключенных к СП. На каждом трубопроводе от скважины входного манифольда, предусматривается дроссельный клапан для регулирования режима работы каждой скважины.

Расчетное давление трубопровода и оборудования до дроссельного клапана, на втором входном манифольде, должно быть подобрано в размере 210 бар изб. исходя из статического давления скважины. После дроссельного клапана все оборудование сборного пункта рассчитывается на 86 бар изб. учитывая максимальное рабочее давление. Для защиты трубопроводов и оборудования сборного пункта, после дроссельного клапана предусматриваются предохранительные клапана.

Конфигурация запорной арматуры на втором входном манифольде обеспечивает направление потока одной скважины на замерной сепаратор отдельно от других скважин подключенных к сборному пункту. На трубопроводе по выходу со сборного пункта, предусматривается узел запуска очистных устройств, предназначенный для очистки полости трубопровода от СП до ГПЗ от жидкости, а также для ингибирования трубопровода.

Газ со сборных пунктов поступает на ГПЗ. На каждом сборном пункте предусматривается установка следующего оборудования:

- Входной манифольд №1 для сырья от скважин;
- Входной манифольд №2 для сырья от КП;

- Замерный сепаратор;
- Дожимная компрессорная станция (в перспективе);
- Факельная система (сепаратор, факельный ствол, факельный оголовок, запальник и панель управления факелом);
- Установка для запуска/приема очистного устройства;
- Передвижной блок ингибитора коррозии (блочная установка, включая резервуар и насос)
- Система подготовки топливного газа;
- Закрытая дренажная система.

### 3.4 Дожимная компрессорная станция (в перспективе)

В перспективе на всех четырех сборных пунктах предусматривается строительство дожимных компрессорных станций, обеспечивающих поддержание давления и обеспечение транспорта запланированных объемов газа до ГПЗ. В таблице 3 приведена информация о сроках ввода ДКС на СП1/2

Таблица 1.3 Информация о сроках ввода ДКС на СП для СП1 и СП2

Месторождение	Кандым	
	СП-1	СП-2
Сборный пункт	СП-1	СП-2
Год ожидаемого запуска ступени ВД	2026	2026
Год ожидаемого запуска ступени НД	2028	2028

Для оптимизации капитальных и эксплуатационных затрат для всех ДКС предусматривается двухступенчатый центробежный газотурбинный компрессор в конфигурации 33.3% x 3. Данная конфигурация рекомендована вследствие высоких объёмных расходов, низкого давления газа на входе и широкого диапазона эксплуатации. В первоначальный период работы ДКС будет достаточно одноступенчатого компрессора (ступень высокого давления) для поддержания постоянного давления на входе в ГПЗ. Позднее, из-за низкого давления на всасе, компримирование будет осуществляться в две ступени (ступень низкого и высокого давления последовательно).

В состав каждой ступени на ДКС как минимум входит следующее оборудование, аналогичное для всех ниток:

- Сепаратор жидкости
- Насосы перекачки жидкости
- Скрубберы на всасывании
- Блоки центробежного компрессора с газотурбинным приводом
- АВО после компрессорной установки
- Панель управления дожимным компрессором

Кроме того, для отделения капельной жидкости и исключения возможности попадания ее в газоперекачивающий агрегат, на входе в ДКС будет установлен сепаратор, который будет спроектирован с учётом объёма шлама, и будет уточнен на ЭТАПЕ-2.

Жидкость, отделённая в сепараторах на всасе ДКС, будет дренироваться в систему закрытого дренажа и оттуда перекачиваться в общий трубопровод сырьевого газа и транспортироваться на ГПЗ.

### 3.5 Характеристики исходного сырья и флюида

Таблица 1.4 Компонентный состав

Общий расход кг/ч	792671 (8,33 млрд. ст. куб.м в год)с запасом 10%
Давление, бар изб.	64,0
Температура, °С	50,9
<b>Состав, моль %</b>	
H <sub>2</sub> O	2,4875
N <sub>2</sub>	0,3394
CO <sub>2</sub>	2,2135
H <sub>2</sub> S	2,4476
COS	0,0000
Ртуть	0,0000
Метан	89,0285
Этан	2,4725
Пропан	0,3781
I-бутан	0,0911
N-бутан	0,0737
Метилмеркаптан	0,0006
Этилмеркаптан	0,0009
Пропилмеркаптан	0,0015
Бутилмеркаптан	0,0010

## Список использованной литературы (References)

1. Цифровые двойники: понятие, типы и преимущества для бизнеса. «Colloquium-journal»#10(34),2019 / Technical science.-С- 31
2. High Efficiency Desulfurization of Gas Condensate by Adsorption Method on Improved Zeolite. Ghasem Bakhtiari, Majid Abdouss, Mansour Bazmi, Sayed Javid Royae. April - June 2016.
3. Babich. I. V.;Moulijn. J. A., Fuel, 2003,82 (6) , 607.
4. 10 Shafi. R.; Hutchings. G. J., Catal. Today 2000,59 (3–4) , 423
5. Javadli. R.; Klerk. A, Petrochem. Res., 2012, 1 (1–4), 3
6. Научное обозрение экономические науки. Научный обзор: Постнезависимый период развития нефтегазовой отрасли Узбекистана: успехи, проблемы и перспективы, - 2016.- № 2. –С-35.
7. Учебное пособие. Предпроектные исследования газоконденсатных систем. Часть 1. Кемалов Алим Фейзрахманович, Кемалов Руслан Алимович. Казань 2022г.