тит

зад

аннот

аннот англ

Содерж

1. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. Географическое расположение месторождения

Вынгаяхинское нефтегазовое месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа в 120 км к югу от п. Тарко-Сале.

В географическом отношении месторождение находится в северной части Западно-Сибирской равнины, в зоне лесотундры. Гидрографически оно расположено в междуречье рек Вынгапур и Тырль-Яха, относящиихся к бассейну р.Пур. Реки на площади мелководны с извилистыми руслами, с большим числом притоков.

Широкое распространение имеют озера. Размеры наиболее значительных озер 2-3 км в поперечнике, их глубина составляет в основном 0,8-1м. Сильная заболоченность района связана с наличием мощного слоя многолетнемерзлых пород, играющего роль водоупора, а также со слабой испаряемостью влаги и затрудненным стоком. Болота, открытые с торфяной подушкой, достигающей толщины 7м. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +62 до +80м.

Климат района резко континентальный, характеризующийся продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Морозы зимой достигают 50-60 0С, среднегодовая температура - 6,7 0С.

Годовое количество осадков составляет 580мм. Основная их часть выпадает в период с апреля по октябрь. Реки замерзают в конце сентября, вскрываются ото льда во второй половине мая. Глубина промерзания грунта 1,5-3м, толщина льда на реках и озерах 40-90см.

По берегам рек и ручьев широко распространены хвойные (лиственница, ель, сосна, кедр), реже лиственные (береза) деревья. Среди болот встречаются островки редколесий, а в долинах рек - луга и заросли кустарников.

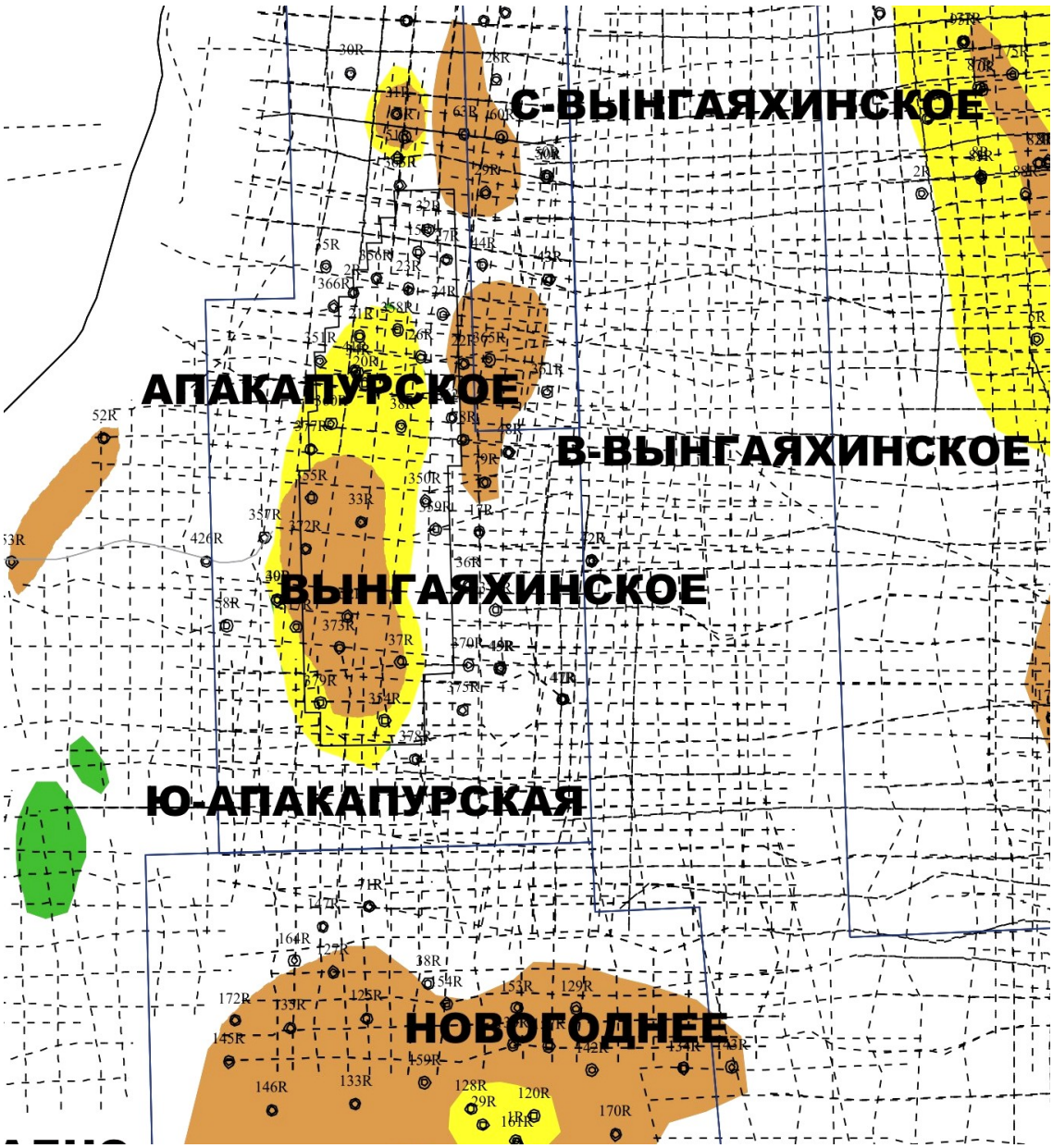


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района

Экономическое развитие района в последнее время связано с бурным развитием нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности. Ведется разработка нефтяных залежей Вынгаяхинского месторождения.

Основное занятие местного населения - ненцев, селькупов, хантов - оленеводство, рыболовство, звероводство.

В непосредственной близости к месторождению проходит трасса газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск-Новополоцк. Построена трасса нефтепровода подключения от нефтяного промысла.

В Пуровском районе выявлен целый ряд месторождений строительных песков и кирпичных глин. Непосредственно на месторождении разработаны несколько карьеров для отсыпки площадок кустов и дорог.

Вынгаяхинское месторождение расположено в северной, слабоизученной части Западно-Сибирского артезианского бассейна, где гидрогеологические условия верхней части разреза осложнены многолетней мерзлотой.

Водоснабжение работающих буровых установок осуществляется, в основном, из естественных источников: рек, ручьев, озер. Основными водотоками являются реки Вынгапур и Пякупур с многочисленными их притоками. Воды пресные (минерализацией до 100 мг/л), очень мягкие (жесткость 0,95-1,3мг-экв/л). По химическому составу воды сульфатно-гидрокарбонатно-магниево-натриевые, кальциевые.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения пригодны подземные воды верхнего гидрогеологического этажа в отложениях палеоген-четвертичного возраста.

Подземные воды четвертичных отложений могут быть использованы для технологических целей, а после очистки - для водоснабжения населенных пунктов.

Для централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения рекомендуются подземные воды олигоценового водоносного комплекса, залегающего на глубине 67-107м. Воды напорные, высота напора над кровлей до 90м. Олигоценовые водоносные пески слабоглинистые, преимущественно среднезернистые, с включениями гравия. Эффективная толщина комплекса 35-50м. Дебиты скважин изменяются от 4,4 до 24,5л/сек при соответственном понижении уровня до 5,1-14,8м.

По химическому составу подземные воды комплекса пресные и ультрапресные с минерализацией от 0,04 до 0,2г/л, гидрокарбонатно-магниево-кальциевые, с высоким содержанием железа (в среднем до 3,0мг/л) и низким содержанием фтора (0,1-0,2мг/л).

В настоящее время при эксплуатации нефтяных месторождений широко используются подземные воды апт-альб-сеноманского комплекса для поддержания пластового давления путем закачки их в продуктивные пласты.

Еты-Пуровское месторождение.

В административном отношении Еты-Пуровское месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

Площадь района проектирования приурочена к северной части Западно-Сибирской равнины, в зоне лесотундры. Гидрографически месторождение расположено в междуречье рек Айваседо-Пур, Еты-Пур, Вынга-Пур, относящихся к бассейну реки Пур.

Сильная заболоченность территории связана с наличием мощного слоя многолетнемерзлых пород. Болота чаще открытые, с торфяной подушкой, достигающей толщины 7м.

Климат района резко-континентальный: продолжительная холодная зима и короткое жаркое лето. Среднегодовая температура +7,5°С, самый холодный месяц -январь (морозы достигают до минус 50°С), самый теплый - июль (до плюс 30°С). Среднегодовое количество осадков, достигает 400-500мм. Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце мая. Толщина снегового покрова до 1,5-2м. Реки замерзают в конце сентября, вскрываются ото льда во второй половине мая. Толщина льда на реках и озерах изменяется от 40 до 90см. Глубина сезонного промерзания грунта составляет 1,5-3м.

Лесные массивы на площади месторождения, состоящие из лиственницы, ели, кедра, березы, сосны, приурочены к поймам рек.

Основными видами сообщения являются: водный (в период навигации), воздушный и железнодорожный. В зимнее время возможна транспортировка грузов автомобильным и гусеничным транспортом. Населенные пункты в районе немногочисленны и расположены по берегам рек. Плотность населения низкая: 8-10 человек на 100км2.

Коренное население: русские, ханты, ненцы, селькупы. Основным занятием является охота, рыбная ловля, звероводство. В последние годы проводятся геологоразведочные и строительные работы, развивается нефтегазодобывающая промышленность.

1.2 Геологическая характеристика месторождения

Палеозойский фундамент

Породы доюрского фундамента на Вынгаяхинском месторождении не вскрыты. На ближайших площадях (Надымская площадь,- скв.7 и Южно-Русская площадь - скв.21) фундамент вскрыт на глубинах 4462 и 4198м.

Литологически фундамент представлен алеврито-кремнисто-глинистыми породами. Породы характеризуются массивной текстурой, сильно деформированы, метаморфизованы. Возраст пород фундамента - пермо-триасовый.

Юрская система

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Породы нижнего и среднего отделов юры представлены континентальной толщей тюменской свиты, верхний отдел - преимущественно морского происхождения породами васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Тюменская свита представлена частым неравномерным чередованием аргиллитов плотных, крепких, алевролитов слюдистых крепкосцементированных и песчаников мелкозернистых крепкосцементированных глинисто-известковистым цементом, слюдистых. Породы отличаются обилием обугленных растительных остатков, часто наблюдаются сидеритизация, включения пирита. Наибольшая вскрытая толщина свиты 178м.

Васюганская свита подразделяется на две части: нижнюю - глинистую и верхнюю - песчано-глинистую.

Нижняя подсвита представлена аргиллитами плотными, слабослюдистыми, прослоями алевритистыми.

Верхняя часть свиты, преимущественно, песчаная, к ней приурочен нефтеносный пласт Ю1.

Песчаники тонкозернистые, алевритистые, в отдельных прослоях глинистые, реже известковистые, в продуктивной части нефтенасыщенные с прослоями алевролитов и аргиллитов. Алевролиты от слабо до сильно опесчаненных с глинистым, иногда карбонатным цементом. Аргиллиты тонкоотмученные, слюдистые с мелкорассеянным пиритом, иногда трещиноватые. По всему разрезу свиты наблюдается обугленный растительный детрит. Толщина отложений свиты 64-76м.

Георгиевская свита сложена аргиллитами тонкоотмученными с включениями глауконита, пирита. Толщина свиты 7-27м.

Баженовская свита представлена битуминозными аргиллитами, слюдистыми с включениями растительного детрита. Толщина свиты 22-73м. В верхней части свиты находится нефтенасыщенный пласт Ю0.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает в себя породы сортымской, тангаловской и нижней части покурской свиты; верхний - верхнюю часть покурской, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты.

Нижний отдел

Сортымская свита сложена терригенными породами, залегающими на битуминозных аргиллитах баженовской свиты.

Нижняя часть свиты представлена аргиллитами однородными, плитчатыми с углистым детритом.

Выше залегает опесчаненная ачимовская толща. В целом толща представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов с аргиллитами. В нижней и верхней части толщи выявлены пласты БП15 и БП17 с нефтенасыщенными песчаниками.

Выше ачимовской толщи залегают глинистые породы с прослоями песчаников и алевролитов.

Песчаники, преимущественно, мелкозернистые, слюдистые, с глинистым цементом порово-пленочного типа, прослоями с цементом глинисто-карбонатным. Алевролиты прослоями глинистые или карбонатные, местами с включениями песчаного материала и углистого растительного детрита. Аргиллиты неоднородные, слабослюдистые с включениями углистого детрита и макрофауны. Толщина сортымской свиты 368-537м. Песчаники в продуктивной части нефтенасыщенные - платы БП011, БП111, БП211 на глубине 2350 - 2400 м.

Тангаловская свита сложена чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород.

Глинистые породы имеют преимущественное распространение: слюдистые, тонкослоистые с прослоями песчаников и алевролитов, встречаются прослои углей.

Песчано-алевритовые разности представлены песчаниками и алевролитами, изредка встречаются прослои известняка. Для этой части разреза характерны прибрежно-морские и мелководные осадки. Толщина свиты 514-586м.

Покурская свита разделяется на две части: нижнюю, в которой преобладают глинистые породы и верхнюю, - с преобладанием песков, песчаников и алевролитов.

Нижняя часть разреза свиты на месторождении сложена песчано-алевритовой толщей пород, глинистой, слюдистой, полимиктовой, в верхней части переходящей в глины аргиллитоподобные и алевритистые с прослоями песков и алевролитов.

Верхняя часть покурской свиты представляет частое переслаивание песков, песчаников, алевролитов. Керном охарактеризована только кровля покурской свиты, к которой приурочена сеноманская залежь газа ПК1. Общая толщина свиты 966-1034м.

Верхний отдел

Кузнецовская свита представлена глинами слабослюдистыми, опоковидными с редкими остатками углистого детрита и отпечатками фауны. Толщина свиты изменяется от 13 до 23м.

Березовская свита сложена глинами и подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнеберезовская подсвита представлена глинами с прослоями глинистых алевролитов. Толщина подсвиты 69-83м.

Верхнеберезовская подсвита сложена переслаиванием алевролитов глинистых и глин алевритистых с прослоями опоковидных глин. Толщина подсвиты 32-61м.

Ганькинская свита представлена толщей глин с прослоями алевролитов, мергелей. В породах встречаются зерна глауконита, конкреции сидерита. Толщина свиты 136-196м.

Палеогеновая система

Отложения системы представлены тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом.

В составе системы выделяются: тибейсалинская, люлинворская, тавдинская, атлымская и новомихайловская свиты.

Тибейсалинская свита сложена, преимущественно, глинистыми- в нижней и более песчаными - в верхней части свиты породами. Толщина свиты составляет 103м.

Люлинворская свита сложена опоковидными глинами, в верхней части алевритистыми с прослоями диатомовых глин. Толща свиты представлена глинами, алевритистыми. Толщина свиты до 180м.

Атлымская свита сложена песками с прослоями глин и алевритов. Толщина свиты 30-70м.

Новомихайловская свита представлена неравномерным переслаиванием глин, песков и алевритов. Толщина свиты до 70м.

Четвертичная система

Литологически отложения четвертичной системы представлены песками, глинами, супесями, суглинками, торфяниками, галечниками.

Толщина четвертичных отложений достигает 125м.

Еты-Пуровское месторождение.

Геологический разрез месторождения представлен терригенными песчано-глиниетыми отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Максимальная вскрытая толщина осадочных пород составляет 3300м (скв.175). Породы доюрского фундамента на месторождении не вскрыты.

Палеозойский фундамент

Фундамент представлен известняками. Породы фундамента вскрыты на соседних месторождениях: Комсомольском - скв.198 и 199 - на глубинах 3551 и 3650м; Западно-Таркосалинском - скв.99 - на глубине 4502м.

Скважина 199 Комсомольского месторождения вскрыла отложения карбона, представленные сланцами пиритизированными с прожилками кварца и кальцита, метаморфизованными.

Юрская система.

Отложения системы несогласно залегают на породах фундамента и представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел выделен к котухтинскую свиту, средний - представлен породами тюменской свиты, а отложения верхнего отдела подразделяются на васюганскую и баженовскую свиты.

Котухтинская свита.

Отложения свиты на месторождении не вскрыты. По соседним месторождениям данная свита делится на нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита подразделяется на песчаную пачку, представленную песчаниками с прослоями алевролитов и уплотненных глин, и верхнюю - глинистую, представленную глинами уплотненными, слабобитуминозными, с прослоями алевролитов и углей. Встречается растительный детрит, остатки листовой флоры. Толщина подвиты около 200м. ....

В основании верхней подсвиты также залегает пачка песчаников прослоями карбонатных, чередующихся с алевролитами и уплотненными глинами. Перекрывается песчаная пачка глинами уплотненными с прослоями песчаников, алевролитов. Толщина свиты около 130м.

Тюменская свита.

Представлена неравномерным переслаиванием уплотненных глинистых песчаников, алевролитов с прослоями углей, встречается растительный детрит, пирит. К кровле свиты приурочен пласт Юг, при испытании которого на Еты-Пуровском месторождении получен приток нефти. Вскрытая толщина свиты - 96м.

Васюганская свита.

По литологическому составу делится на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена глинами аргиллитоподобными с прослоями алевролитов и песчаников. Встречаются включения пирита. Толщина подсвиты 51-58м

Верхняя подсвита сложена песчаниками средне, мелкозернистыми с прослоями карбонатных разностей глин и алевролитов. К отложениям подсвиты приурочен продуктивный горизонт Ю1). Толщина подвиты 26-3бм.

Общая толщина свиты 77-94м.

Георгиевская свита.

Представлена глинами аргиллитоподобными, реже алевритистыми. Встречаются остатки фауны, включения пирита, галуконитиы. Толщина свиты 2б-64м.

Баженовская свита.

Представляет собой наиболее глубоководные морские осадки юры. сложена она битуминозными аргиллитами с тонкими прослоями глинистого

листового материала и известняков. Породы обогащены растительным детритом, пиритизированными остатками фауны. К кровле баженовской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт "Б". Толщина свиты 122-149м

Меловая система

Отложения свиты представлены тремя отделами: нижним, средним, верхним. Нижний отдел представлен отложениями сортымской и тангаловской свит. Сортымская свита.

Снизу вверх в разделе свиты следится пачка аргиллитоподобных глин, прослоями битуминозных, толщиной около 40м

Выше залегает ачимовская толща, представленная арглиллитами с подчиненными прослоями песчаников, часто известковистых. Ачимовские отложения на месторождении достигают 180м. При испытании получены притоки нефти.

Перекрываются эти отложения мощной толщей аргиллитоподобных, тонкоотмученных глин толщиной до 257м.

Вышележащие породы сортымской свиты представлены песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов (пласты БП7-БП12). Толщина песчаной толщи -350м.

Завершает разрез свиты чеускинская пачка, представленная глинами аргиллитоподобными с единичными прослоями песчаников.

Общая толщина свиты 728-756м.

Тангаловская свита.

Сложена морскими отложениями в виде неравномерного чередования аргиллитов и песчаников. Подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами. Средняя и верхняя подсвиты сложены глинами, чередующимися с песчаниками и алевролитами. Встречается обугленный растительный детрит, отпечатки флоры.

Толщина свиты 381-492м.

Средний отдел представлен отложениями покурской свиты.

Покурская свита.

К отложениям среднею отдела отнесены континентальные и частично прибрежно-морские осадки.

Свита представляет собой хаотичное чередование песчано-алевролитовых и глинистых пород. Характерен растительный детрит, остатки растений, углистые прослои, включения пирита.

В кровельной части свиты залегает газоносный пласт ПК1.

Толщина свиты 8б0-974м.

Верхний отдел сложен отложениями кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Кузнецовская свита.

Начинает цикл морских осадков верхнего мела. Представлена глинами плотными слабослюдистыми, изредка известковистыми. Толщина свиты 14-26м.

Березовая свита.

Подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита представлена опоками, переходящими в опоковидные глины с прослоями алевролитов. Толщина подсвиты 39-ЮЗм.

Верхняя подсвита сложена глинами, с прослоями опоковидных глин и опок. Толщина подсвиты 38-114м.

Ганькинская свита.

Завершает разрез меловых отложений и представлена глинами прослоями известковистыми, алевритистыми.Толщина свиты 160-255м.

Палеогеновая система

В состав палеогеновой системы входят отложения талийкой, люлинворской, тавдинской, атлымской и новомихайловской свит.

Талицкая свита.

Сложена, в основном, глинами алевритистыми, с прослоями песчаников в верхней части. Толщина свиты 74-123м

Люлинворская свита.

Представлена глинами алевритистыми с полурастворенной органикой, в нижней части - опоковидными с прослоями диатомовых глин. Толщина свиты 122-196м.

Тавдинская свита.

Сложена алевритистыми глинами с прослоями глауконитового песка. Толщина свиты 106м.

Атлымская свита

Представлена песчано-алевритовыми породами. Толщина свиты 50м.

Новомихайловская свита.

Характеризуется неравномерным переслаиванием глин алевритистых, алевритов и песков. Толщина свиты около 45м.

Четвертичная система

Отложения системы представлены песками, супесями, глинами с включениями гравия и гальки. Толщина около 30м.

1.3 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Вынгаяхинскому локальному поднятию.

Согласно структурно-тектонической карте мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, Вынгаяхинское поднятие осложняет северную часть Вынгаяхинского вала, входящего в состав Верхне-Пурского мегавала.

Южная часть Вынгаяхинского вала осложнена Вынга-Пякутинским локальным поднятием, которое отделяется от Вынгаяхинского неглубокой седловиной.

К востоку и, частично, к северо-востоку от Вынгаяхинского вала в пределах Верхне-Пурского мегавала выделяется Етыпурский вал и с юга - Вынгапуровское куполовидное поднятие.

Наиболее общую информацию о структуре поднятия по различным гори-зонтам осадочного чехла и, связанных с ним отражающих границ, дают мате-риалы сейсморазведочных работ, которые на рассматриваемой территории проводились с 1967 года.

По материалам МОВ сейсмопартией 30,39/77-78 Вынгаяхинское локальное поднятие закартировано по отражающим горизонтам: “Г” (сеноман), “М” (апт), “В” (верхняя юра), “Т”(подошва платформенных отложений). Наиболее выдержанными в отношении регистрации являются: верхнеюрский сейсмический репер “Б”, литологически связанный с кровлей битуминозных аргиллитов баженовской свиты и горизонт “Г”, контролирующийся кровлей туронских глин, регионально распространенных в пределах Западной Сибири.

По горизонту “Г” Вынгаяхинское поднятие представляет собой линейно вытянутую в меридиональном направлении брахиантиклинальную складку со сравнительно крутыми западным и восточным крыльями и пологими перикли-налями.

Размеры структуры по замыкающей изогипсе - 775м составляют 47 х 12км, амплитуда поднятия 125м. Свод структуры смещен к южной ее части.

По отражающему горизонту “Б” Вынгаяхинское поднятие представляет собой ту же меридиональную складку, осложненную несколькими кулисообразно расположенными куполами в сводовой части.

Западное крыло круче восточного. К востоку от сводовой части отмечается терраса шириной 6-9км, восточнее которой углы падения увеличиваются и на крыльях достигают 30-3,50 , углы наклона к северу уменьшаются до 20 .

По горизонту “Т” строение структуры аналогично горизонту “Б”, выделяются те же купола, только несколько другой конфигурации и размеров.

Еты-Пуровское месторождение.

Еты-Пуровское месторождение расположено в южной части Надым-Тазовской синеклизы, в пределах Верхнепурского вала. Вал входит в состав Варьеганско-Пурпейской зоны линейных структур. Верхнепурский вал представляет собой структуру субмеридионального простирания. Вал сформирован с севера на юг Западно-Таркосалинским и Айваседопурским куполовидными поднятиями и Еты-Иурским малым валом. Последний осложнен Еты-Пурским и Южно-Еты-11урским локальными поднятиями.

Но верхнеюрскому опорному отражающему горизонту "Б" (кровля баженовской свиты) Еты-Пуровский вал представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, оконтуренную изогипсой минус 3080м. имеющую размеры 82 х 25км, амплитуду около 300м.

По опорному отражающему горизонту "Г" (сеноман) Еты-Пуровский вал представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, оконтуренную изогипсой минус 900 и осложненную по изогипсе - 760м двумя куполами. Максимальная амплитуда вала около 250м, размеры 78 х 17км.

Южно-Еты-Пурскос локальное поднятие по горизонту "Е" слабо выражено, имеет незначительные размеры 7,5 х 2км и амплитуду 7м.

Ссверо-Еты-Пурское локальное поднятие по изогипсе минус 760м представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания размерами 30,5 х 1 1км. и амплитудой до 130м. Угол падения восточного, более крутого крыла - около 2,5", западного - 1.5-1,6° Северо-Еты-Пурское локальное поднятие контролирует газовую залежь в пласте. ПК?

По всему разрезу осадочных отложений осевой части Северо-Еты-Пурского локального поднятия выделены зоны тектонических нарушений, имеющих выдержанное северо-западное простирание. Разрывные нарушения подтверждены сейсмикой и данными бурения.

Зоны нарушений имеют вид грабенов с максимальной амплитудой погружения центрального блока на уровне отражающего горизонта "Е" в пределах 30м.

Разрывные нарушения, делящие залежь пласта ПК) на блоки, не являются газогидродинамическими экранами и не оказывают влияния на положение ЕВК, а дизъюнктивная тектоника отражается лишь на внешней геометрии структуры (граф.прил 2).

С юга на север амплитуда грабена плавно затухает до 10м.

Кроме того, в юго-восточной части купола складки выделяется сеть оперяющих разломов [I]. Выше по разрезу тектонические нарушения затухают.

1.4 Нефтегазоносность

Вынгаяхинское газонефтяное месторождение расположено в пределах Пуровского района Надым -Пурской нефтегазоносной области.

Залежи углеводородов в пределах этой области выявлены, практически, по всему разрезу вскрытых отложений от васюганской и баженовской свит до сеноманского яруса, включительно.

В изученной части разреза месторождения скопления углеводородов выявлены в отложениях васюганской и баженовской свит, ачимовской толщи, валанжинского и сеноманского ярусов.

Безводные притоки нефти получены из коллекторов ачимовской толщи. Притоки нефти получены в пластах Ю0 и Ю1, БП11.

Основные запасы газа связаны с отложениями сеноманской продуктивной толщи. В отложениях сеномана на месторождении выявлено две самостоятельные залежи, отделенные друг от друга небольшим прогибом. Каждая залежь имеет свой ГВК. Одна газовая залежь выделяется на севере в пределах небольшого локального поднятия в районе скважины 3. Залежь имеет небольшую газонасыщенную толщину - 2,2м, отметка ГВК - 736,8м.

Размеры залежи 3 х 2км. При опробовании скважины в интервале 794-796м был получен фонтан газа дебитом 577,3тыс.м3/сут на диафрагме 25,4мм. Залежь водоплавающая.

Вторая (основная) залежь газа вскрыта 17 поисково-разведочными скважинами, вытянута в меридиональном направлении. Кровля сеноманских отложений вскрыта на абсолютных отметках 636,5-707,7м. Представлена переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород, невыдержанных как по разрезу, так и по площади.

Для разреза характерна слабая сцементированность пород.

Коллекторами газа являются песчаники мелко- и среднезернистые прослоями алевритовые или глинистые и алевролиты от мелко- до крупно-зернистых, переходящие в песчаники мелкозернистые.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 2,4м до 62,4м.

Газоводяной контакт имеет наклон с юга на север от а.о.- 704,7м до а.о.- 713,6м. Опробование залежи проведено в трех скважинах (33, 34 и 40). Во всех скважинах получены фонтаны газа.

Размер основной залежи 25,3х 10,8км, высота - 72,7м. По типу залежь массивная, водоплавающая. Запасы газа составляют 100 млрд.м3. Индекс месторождения 1Г.

Еты-Пуровское месторождение.

Залежи углеводородов выявлены практически по всему разрезу вскрытых отложений от тюменской свиты до сеноманского яруса верхнего мела включительно (пласты Ю2, Ю12, Ю11, Ач1, БП164 БП163, БП12, бП9, БП4-5, БП1, АП10, ПК20, ПК9, ПК1) (всего 14 пластов).

Из коллекторов пласта Ю1 на южном куполе поднятия получен безводный приток нефти в скв.172, дебиты 6.9м3/сут , при депрессии 13.3МПа.

Горизонт Ю) (пласты Ю11 и Ю12) опробован в четырех скважинах южного купола. Получены притоки нефти от 3,9м3/сут до 169,3мз/сут. Нефтеносность ачимовской толщи (пласт Ач) доказана испытанием скв.87 (северный купол -получена нефть дебитом 0,76м3/сут), скв.171 (южный купол - получена нефть дебитом 5,3м3/сут).

Нефть получена при испытании в скв.179 и 177, 178 пластов БП164 и БП163 Фонтаны нефти составили 20 и 12,2 м3/сут.

Пласт бп12 нефтенасыщен только на южном куполе. Фонтан нефти с пластовой водой получен в скв.179 из пласта БП9. Непереливающий безводный приток нефти получен из коллекторов пласта БГ4-5. Незначительные притоки безводной нефти получены при испытании пластов бп1 и АП10. Продуктивны пласты ПК20 и ПК9.

Газовая залежь ПК1 определена только на северном куполе, где из 11 испытанных скважин получен сухой газ. Залежь пласта ПК1 вскрыта на глубинах 732-854м.

Всего в контуре газоносности пласта ПК1 пробурено 20 скважин (без учета скв. 94, 95) и испытано в разрезе его продуктивной части 11 интервалов. При испытании газонасыщенных объектов рабочие дебиты на шайбах диаметром 16,1-24,1 мм составили 413,2-576,6 тыс.н.м3/сут. при депрессиях 0,08-1,38 МПа. Расчетные значения абсолютно-свободных дебитов определялись в 1752,2-6742,1 тыс.н.м3/сут.

По типу и строению она аналогична одновозрастным залежам газовых месторождений.

Продуктивная толща представлена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород.

Контролируется залежь ПК) Северо-Еты-Пурским поднятием, оконтуривается изогипсой минус 760м и характеризуется развитием дизъюнктивной тектоники в отложениях сеномана.

Газоводянной контакт (ГВК) отбивается по комплексу ГИС на отметках от 761,0 до 770,7 метров, в среднем составляя 768,8м.

Залежь пласта ПК1 массивная, водоплавающая. Высота залежи 115м, размеры ее 11,5 х 37км.

1.5 Основные параметры сеноманской продуктивной толщи.

Пористость, проницаемость, начальная газонасыщенность в сеноманском разрезе керн отобран в пяти скважинах. Проходка с отбором керна составила 6% от общей газонасыщенной толщины. Всего выполнено 112 определений пористости, из них 53 - в газонасыщенной части разреза.

Коллекторами газа являются средне- и мелкозернистые песчано-алевритовые породы, очень рыхлые, слабосцементированные, с неравномерным распределением глинистого материала. По своему составу породы сходны с сеноманскими коллекторами газовых месторождений севера Тюменской области.

Пористость по керну составляет 30,8%. Возможно, пористость занижена за счет недовыноса керна из наиболее рыхлых песчаных пород. Коэффициент пористости, определенный по зависимостям “керн-геофизика” по скв. 41 и 48 Ямбургского месторождения, составляет 0,318, а по связям, построенным для месторождений южной группы, - равен 0,34. Коэффициент пористости по Ямбургским зависимостям, возможно, занижен, так как разница глубин залегания продуктивной толщи Ямбургского и Вынгаяхинского месторождений составляет 300м.

Коэффициент начальной газонасыщенности определен по зависимости удельного сопротивления от объемной влажности, полученной по месторождениям с аналогичным типом коллекторов (Вынгапуровское, Комсомольское, Губкинское). Средневзвешенное значение по месторождению равно 0,64.

Проницаемость коллекторов (Кпр) определена по зависимости Кпр=f(Кпэф). Средневзвешенное значение проницаемости составляет 0,7755мкм2. По керну не определены остаточная водонасыщенность и проницаемость.

Для сеноманской толщи характерно достаточно сложное строение: значительная изменчивость литологического состава, сильная расчлененность продуктивной толщи, слоистая неоднородность как по площади, так и по разрезу.

Коэффициент песчанистости (Кпес) по месторождению изменяется от 42,4% (скв. 38) до 100% (скв. 3, 34, 40, 377, 379). Среднее значение Кпес равно 82,8 %. Высокие значения промыслово-геологических параметров приурочены к сводовой части структуры (к участкам максимальных толщин). Коэффициент проницаемости по скважинам изменяется от 91мД (скв. 358) до 1969мД (скв. 37). Сводовая часть представлена высокопроницаемыми породами.

Сеноманская толща имеет сложное строение и представляет собой чередование пород коллекторов и неколлекторов.

Коллекторами газа являются песчаники и алевролиты, характеризующиеся слабой степенью цементации. Содержание цемента в коллекторах составляет 5-10% иногда достигая 20%.

Состав цемента глинистый, представлен гидрослюдой, хлоритом, каолинитом. По типу цемент поровый и пленочно-поровый. Коллекторы ПК1 обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Охарактеризована сеноманская продуктивная толща керном в 13 скважинах. Из газонасыщенной части вынесено 90м керна (22,6% от суммарной эффективной толщины). Суммарный вынос керна составил 153,14м , что свидетельствует о низкой охарактеризованности пласта ПК1 керном.

Всего из коллекторов сеноманской толщи выполнено 73 определения пористости и 14 - проницаемости .

Пористость по керну изменяется от 29,5 до 47%, средневзвешенное значение составляет 36,6%. Коэффициент пористости, определенный по данным ГИС. равен 35,5%.

Коэффициент начальной газонасыщенности по ГИС составляет 0.76 (см.табл. 2.1.).

Качественных прямых определений проницаемости по керну не получено. По ГИС проницаемость определена по зависимости Кпр = f(Кпэф) и составляет 988 мД .

Физико-химическая характеристика свободного газа.

Сеноманская газовая залежь охарактеризована двумя анализами по скв. 33 и 34. Для газа сеноманской залежи характерно отсутствие или очень низкое содержание тяжелых углеводородов. Содержание метана составляет 98,23%, этана - следы, пропана - 0,01 - 0,03%, бутанов - 0,02 - 0,06%, пентана + высшие - 0,03%. Углекислый газ содержится в количестве 0,04%. Азот, гелий и аргон присутствуют в очень малых количествах, соответственно: 1,62 - 2,18%; 0,02%; 0,01%. Относительная плотность составляет 0,564.

Компонентный состав газа сеноманской залежи определен по шести пробам из 8 скважин. Природный газ имеет метановый состав. Содержание метана изменяется от 98,02% (скв.12) до 98,96 (скв.1).

Высшие гомологи метана представлены этаном - 0,06. Содержание углекислого газа варьирует от 0,04 (скв.12) до 0,43 (скв.10), азота 0,64 -1,95%, сероводород отсутствует, водород обнаружен в трех пробах в количестве 0,02%, содержание гелия составляет 0,02% - 0,017%, аргона - 0,02% .

Среднекритические параметры газа составляют: среднекритическое давление - 4,6МПа, среднекритическая температура 189,93°К.

Температурные условия недр.

Для изучения температурного режима при испытании скважин замерялась пластовая температура одновременно с замерами пластового или забойного давления. Большинство замеров приурочено к продуктивным нефтяным пластам и характеризуют нижнюю часть разреза.

Запись геотермического градиента проведена в скв.30. Скважина находилась в состоянии покоя 56 суток. Средняя температура продуктивных пластов определялась по линии, построенной по точечным замерам, на уровне среднего положения ГВК или ВНК. Температура продуктивной толщи сеномана составляет 320С, пласта БП110- 780С, БП111-800С, БП112-780С.

2. СВЕДЕНИЯ О ТЕКУЩЕМ СОСТОЯНИИ РАЗРАБОТКИ

2.1 Анализ системы сбора газа на Вынгаяхинском месторождении

Эксплуатационные скважины группируются в кусты из 2–3 скважин с расстоянием между устьями не менее 40 м. Кустовая площадка сеноманских газовых скважин должна располагаться на расстоянии не менее 70 м от кустовой площадки нефтяных скважин.

Устье скважины обвязывается манифольдом, в состав которого должны входить, как минимум, устьевой клапан-отсекатель, быстросъёмное сужающее устройство, прямоточные задвижки. Устье скважины должно быть оборудовано двумя задавочными линиями с обратными клапанами и быстросъёмными соединениями, а также при необходимости метанолопроводом.

Куст скважин должен быть оборудован факельной линией с вертикальным или горизонтальным факельным устройством (ГФУ), а также измерительной установкой (коллектором) типа Надым-2 или сепаратором.

Газосборный коллектор от скважин куста выполнен в подземном исполнении. Кустовая площадка оборудована фундаментами под подъёмные агрегаты для капитального ремонта скважин, якорями под оттяжки подъёмных агрегатов, емкостями под технологические растворы, необходимые для ремонта скважин. В целях предотвращения затопления талыми водами кустовая площадка должна быть отсыпана выше максимального подъёма воды, иметь уклон в сторону амбара ГФУ, а в целях исключения снегозаносимости территории и образования «повышенных» объёмов талых вод, образующихся при весеннем таянии снега, – не обвалована и иметь подъездные пути.

Существуют принципиальные схемы обвязки устья скважин с различным расположением рабочих струн фонтанной арматуры относительно оси скважин и с использованием амбара ГФУ, построенного при бурении скважин:

● традиционная схема обвязки с расположением арматуры параллельно оси скважин;

● схема обвязки с расположением арматуры перпендикулярно оси скважин, обеспечивающая снижение потерь давления и некоторое уменьшение металлоёмкости за счёт устранения ряда поворотов обвязки;

● схема обвязки двух эксплуатационных скважин с расположением одной из арматур под углом к оси скважин, что обеспечивает снижение металлоёмкости при некотором увеличении размеров самой кустовой площадки;

Оптимальной схемой следует считать схему с расположением арматуры параллельно оси скважин с использованием уже имеющегося амбара ГФУ.

В проекте предусматривается обустройство 33 эксплуатационных скважин на 14 кустах. Наблюдательные скважины (6 шт.) размещаются в контуре газоносности для контроля за разработкой залежи, три из них размещаются на кустовых площадках.

Распределение скважин по кустовым площадкам приведено в таблице 2.1.

Номер куста	Количество скважин в кусте		
	Эксплуатационные	Наблюдательные	Всего
6–11, 14, 15	2	-	2
12	2	1	3
2,4,5,13	3	1	4
3	3	1	4

Устья скважин размещаются на расстоянии 40 м друг от друга.

Режим работы скважин – безгидратный. Выкидные трубопроводы эксплуатационных скважин подключаются к шлейфу. Обвязка кустов запроектирована на статическое давление газа. В обвязке устьев скважин предусмотрены клапаны-отсекатели для отключения скважин в случае порыва шлейфа и устройства, регулирующие с дистанционным управлением УР

1610АЭ с электрическим приводом для выравнивания давления газа в выкидных трубопроводах скважин. Для обеспечения замера дебита скважин выкидные трубопроводы оборудуются сужающими быстросменными устройствами.

На трубопроводе выхода газа с куста устанавливается дистанционно управляемый шаровый кран наземной установки производства ООО «Самараволгомаш» класса давления 600 с электроприводом для отключения шлейфа. Газ при выводе скважин на режим отводится для сжигания на горизонтальный факел. На факельном трубопроводе предусмотрен регулирующий штуцер для снижения давления газа. Для проведения работ по исследованию скважин на каждом куст предусматривается установка коллектора «Надым-2М». Газ при проведении работ по исследованию скважин возвращается в шлейф или сжигается на факеле.

При глушении скважин подача раствора хлористого кальция предусматривается от передвижного задавочного агрегата и емкостей через задавочные трубопроводы, выведенные к проезду куста. Каждый трубопровод заканчивается арматурой и гнездом конуса для подключения задавочного агрегата.

Проектом предусмотрены:

- местный замер давления и температуры газа по каждой скважине на выкидном трубопроводе и в шлейфах на выходе с куста, давления газа на факельном трубопроводе после редуцирующего устройства;

- дистанционный замер расхода, давления и температуры газа по каждой

скважине на выкидном трубопроводе, давления и температуры газа в шлейфах на выходе с куста.

Технологические трубопроводы в пределах площадки куста прокладываются надземно на опорах в теплоизоляции, трубопроводы на факел и для подключения задавочного агрегата без теплоизоляции.

Для обвязки кустов скважин применяются узлы трубопроводов заводского изготовления.

Защита надземных трубопроводов от коррозии предусмотрена лакокрасочными покрытиями, теплоизоляция трубопроводов предусмотрена плитами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем.

Выбор труб произведён в соответствии с требованиями «Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности», трубопроводы запроектированы из труб группы В, сталь 09Г2С, сортамент по ГОСТ 8732-78, технические условия на изготовление по ГОСТ 8731-74.

Выбор трубопроводной арматуры осуществлен с учётом статического давления, максимальных и минимальных температур, которые принимает арматура в процессе эксплуатации. Арматура принята исполнения «ХЛ».__

2.2 Анализ вариантов схем сбора газа

На газовых месторождениях Тюменской области широкое распространение получили две основные схемы промыслового сбора газа – лучевая и коллекторная.

В проекте разработки были предложены четыре варианта промыслового сбора газа:

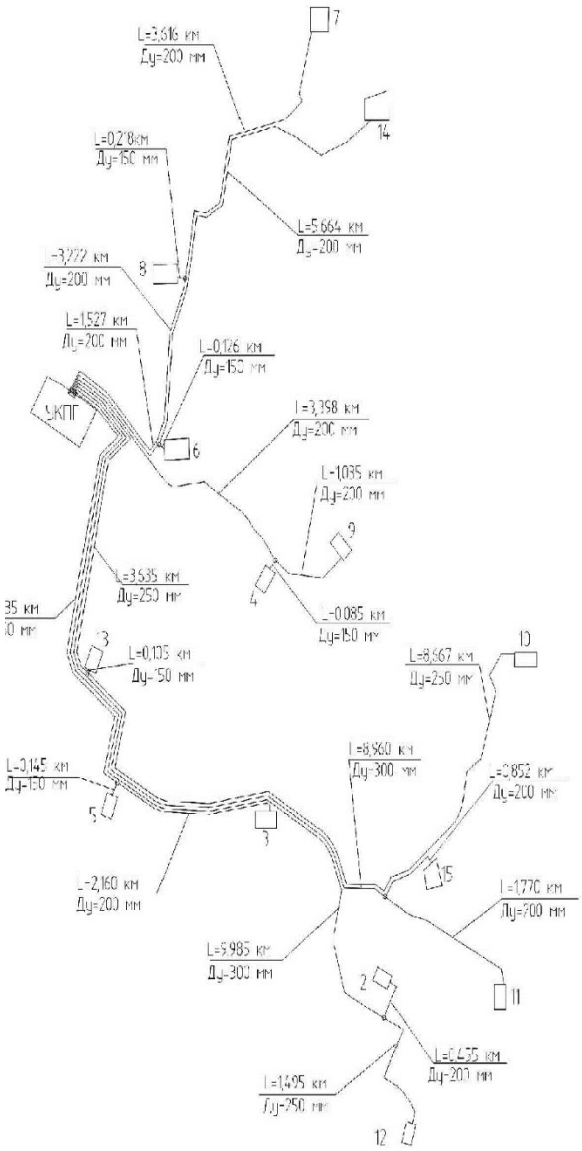
I вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по семи коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 2 куста (расчётная схема показана на рис. 2.1);

II вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по трём коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 4–6 кустов. Кусты № 4 и № 9 подключаются к коллектору в 1,3 км от УКПГ (расчётная схема показана на рис. 2.1);

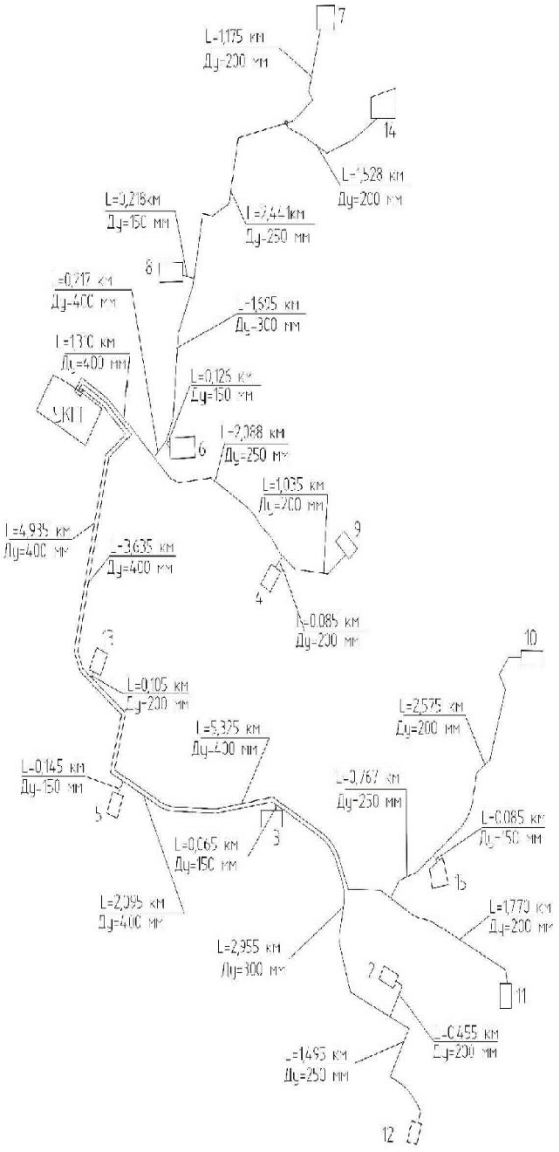
III вариант – лучевая схема сбора газа, при которой газ от кустов по шлейфам подаётся на УКПГ (расчётная схема показана на рис. 2.2);

IV вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по двум коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 7 кустов (расчётная схема показана на рис.2.2).

Каждая из рассмотренных схем имеет преимущества и недостатки. Если I и III варианты обеспечивают высокую надёжность, II вариант обеспечивает экономию материальных и трудовых ресурсов, то IV вариант обеспечивает значительную экономию материальных и трудовых ресурсов при достаточной надёжности.



Вариант расчётной схемы сбора газа
(по 7 коллекторам)



Вариант расчётной схемы сбора газа
(по 3 коллекторам)

Рисунок 2.1 – Варианты расчетных схем по различному количеству коллекторов

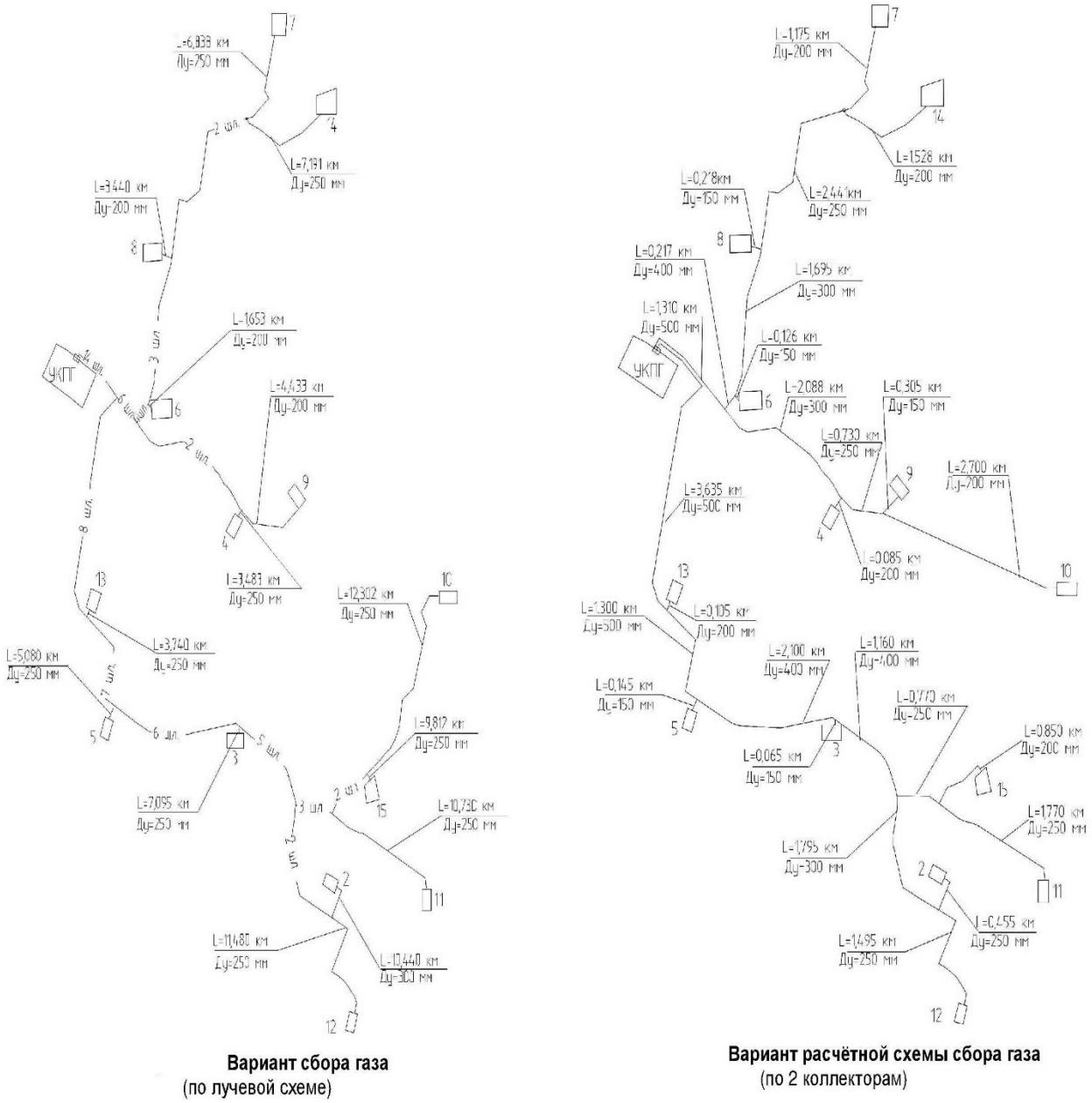


Рисунок 2.2 – Варианты расчетных схем по различному количеству коллекторов

На основании долговременного опыта эксплуатации систем сбора газа на северных месторождениях Тюменской области (Комсомольское, Губкинское месторождения) и, исходя из технико-экономического расчёта и

анализа вероятности возможных аварий, для Вынгаяхинского месторождения принята коллекторная схема сбора газа подключением кустов к телескопическим коллекторам по IV варианту. Такая схема обеспечивает меньшую металлоёмкость, безгидратный, более благоприятный гидравлический и температурный режим транспорта газа и достаточную надёжность. Вероятность возможных аварий для коллектора от куста 7 составит 5,66 × 10–3 случаев в год, для коллектора от куста 10 – 8,19 × 10–3 случаев в год.

Газ от кустов скважин поступает на входные краны пункта переключающей арматуры (ППА), а затем через сборный коллектор условным диаметром 1000 мм подаётся на установку сепарации газа. Сборный коллектор служит одновременно для предварительной сепарации газа от жидкости, особенно при её пробковом поступлении из системы сбора, и защиты первичных сепараторов.

Продувка сборного коллектора осуществляется в общую дренажную ёмкость. Отсепарированный газ поступает на ДКС, где проходит вторую ступень очистки в фильтрах-сепараторах и компримируется до давления, обеспечивающего его подачу в магистральный газопровод. Согласно технологическим показателям разработки ввод ДКС необходим для 1 варианта – с третьего года эксплуатации, для 2, 3 и 4 вариантов – с первого года эксплуатации.

Первые два года в первом варианте отсепарированный газ поступает сразу на установку осушки. Температурный режим систем сбора определяет технологический режим газа на УКПГ, условия гидратообразования и меры по их предотвращению. Согласно термодинамическим расчётам устьевая температура потока газа в основной период оценивается в 17 ºС. Температура смешанного потока в точках врезки кустов определялась на основе теплового баланса. Расчёт температурного режима проведён для характерных участков в точках смешения потоков и смены диаметров шлейфов.

3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ СЕНОМАНСКОГО ГАЗА НА ВЫНГАЯХИНСКОМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Анализ технологической схемы УКПГ

Для осушки газа предусмотрено семь абсорберов (один резервный) производительностью 10 млн м3/сут. каждый.

В связи с тем, что в составе газа после ДКС с пятого года эксплуатации появляется капельная жидкость (до 0,45 м3/час) в абсорберах необходимо увеличить высоту массообменной части по сравнению с аналогом (ГП 1467.02.00.000), для снижения уноса с газом ТЭГа – применить регулярную насадку. Насыщенный триэтиленгликоль с концентрацией 95,4 % подаётся на установку атмосферной регенерации.

После регенерации ТЭГ возвращается в технологический процесс. Для восполнения потерь ТЭГа предусмотрена его подача со склада. Величина потерь ТЭГа (10 г на 1000 м3 газа) принята согласно данных ООО «Ноябрьскгаздобыча», полученных при эксплуатации Губкинского УКПГ. Максимальный годовой расход тТЭГа составляет 200 тонн/год. Для осушки газа в технологическом процессе циркулирует от 23,5 тонн/сут. ТЭГа в первые годы до 456 тонн/сут. ТЭГа в конце периода постоянной добычи газа.

При работе без ДКС газ после установки сепарации поступает на установку осушки.

В связи с низким пластовым давлением газа Вынгаяхинского месторождения тдля обеспечения необходимого давления газа в точке врезки в магистральный газопровод требуется ввод ДКС с третьего года эксплуатации. Подключение ДКС предусмотрено между установкой сепарации газа и установкой осушки газа. При работе с ДКС газ с расчётной

температурой 25 ºС (летом) и 15 ºС (зимой) поступает в абсорберы для осушки.

Для комплексной подготовки газа применяется оборудование, разработанное ЦКБН и поставленное на промышленное производство.

Предусматривается коллекторная схема подключения сепараторов и абсорберов, позволяющая выполнять ремонтные работы одного аппарата без остановки других. Для предупреждения гидратообразования в обвязке оборудования установки сепарации газа предусмотрена подача метанола во входные потоки газа перед арматурой, отключающей газосборные коллектора, и на вход каждого сепаратора. Подготовленный к транспорту газ подаётся через пункт измерения расхода в трубопровод внешнего транспорта Ду 1000 мм. Структурная схема УКПГ приведена на рисунке 3.1.

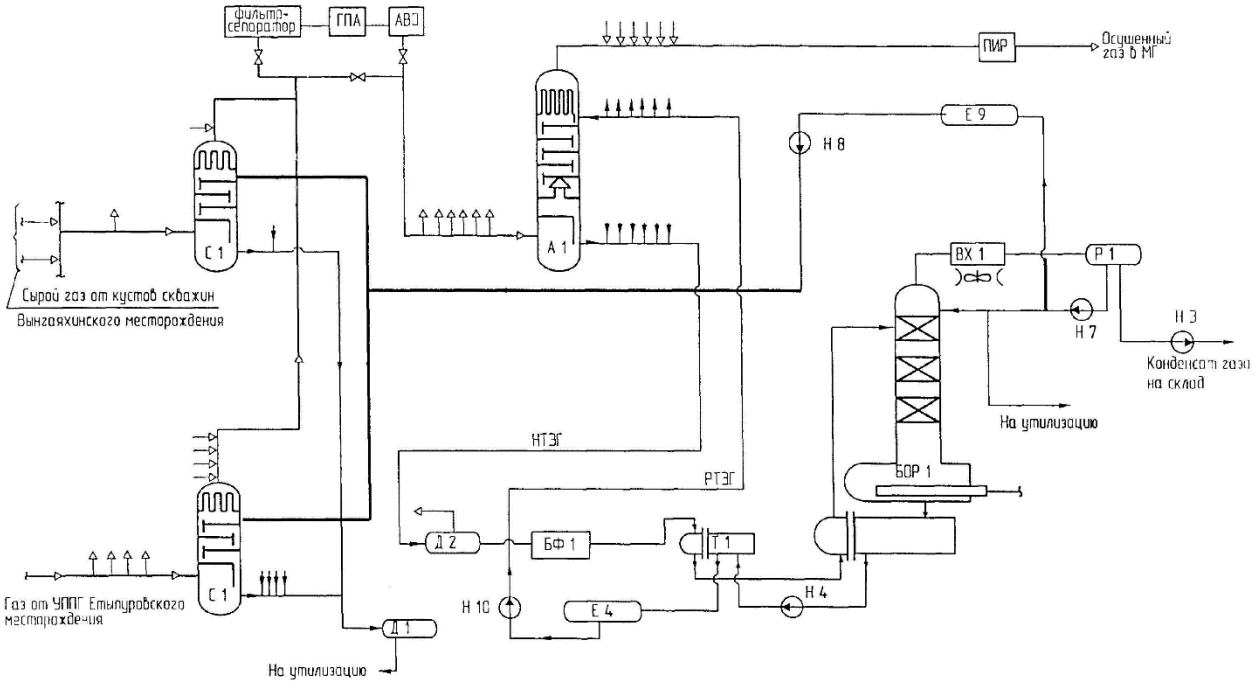


Рисунок 3.1 Структурная схема УКПГ Вынгаяхинского месторождения

Технология комплексной подготовки газа к транспорту включает следующие процессы:

- сепарацию газа для очистки от капельной жидкости, выносимой из пласта;

- абсорбционную осушку газа раствором ТЭГа;

- регенерацию ТЭГа и возвращение его в технологический процесс осушки газа;

- дистанционное отключение коллекторов от УКПГ и переключение их на свечу;

- защиту технологического оборудования от превышения давления;

- подогрев и редуцирование газа на собственные нужды;

- замер количества осушенного газа и подачу в магистральный газопровод;

- аварийное опорожнение установок и рассеивание газа на свече;

- хранение ТЭГа, метанола и использование их в технологическом процессе.

Для осуществления названных процессов в составе УКПГ предусмотрены следующие технологические объекты:

- установка переключающей арматуры и сепарации газа;

- установка осушки и регенерации ТЭГа;

- пункт измерения расхода газа;

- дренажные ёмкости;

- свеча рассеивания;

- внутриплощадочные технологические трубопроводы.

- установка переключающей арматуры;

- оборудование для сепарации и осушки газа, регенерации ТЭГа, подготовки

газа на собственные нужды;

- пункт измерения расхода газа размещаются в отдельных цехах (зданиях);

- дренажные ёмкости – на открытой площадке.

Газ от кустов скважин Вынгаяхинского месторождения по коллекторам и газ Етыпуровского месторождения по трубопроводу Ду 1200 мм поступает на установку входа и сепарации газа, включающую узлы переключающей

арматуры, семь сепараторов производительностью 10 млн. м3/сут. каждый, два дегазатора для сбора пластовой воды.

Узлы переключающей арматуры предназначены для:

- подключения газосборных коллекторов от кустов скважин к общему сборному коллектору и трубопровода Ду 1200 мм и распределения подачи газа по сепараторам;

- дистанционного отключения газосборных коллекторов от УКПГ и переключения их для продувки на свечу;

- распределения и регулирования подачи метанола.

Каждый коллектор входа газа в цех оборудуется пневмогидрокраном, который служит для отключений коллектора и цеха, в том числе и аварийных; ручным краном для продувки газосборного коллектора на свечу; электроприводной арматурой для ввода метанола. Газосборные коллектора Вынгаяхинского месторождения дополнительно оборудуются ручными кранами-регуляторами для выравнивания давления на входе и подключаются к общему сборному коллектору Ду 700 мм.На каждом коллекторе входа газа производится замер температуры и давления газа с передачей данных в операторную.

При падении давления газа в газосборных коллекторах до отсекающих кранов производится автоматическое отключение коллекторов, при превышении давления выше допустимого (7,5 МПа) выдаётся аварийный сигнал.

Общий сборный коллектор служит одновременно для предварительной сепарации газа от жидкости, особенно при её пробковом поступлении из системы сбора, и распределения газа по сепараторам. Слив жидкости из общего сборного коллектора осуществляется в дренажную ёмкость.

Из общего сборного коллектора газ поступает в сепараторы.

В сепараторах производится отделение механических примесей, солей, улавливание капельной жидкости, выносимой из пласта, и частично метанола

путём промывки рефлюксной водой. Сепараторы применены по типу ГП 1467.02.00.000 с промывочной секцией для снижения засоления ТЭГа.

Равномерная загрузка сепараторов по сырому газу производится с помощью электроприводных кранов-регуляторов КлР 2.8–КлР 2.14, установленных на трубопроводах выхода газа из сепараторов, по расходу газа, за счёт отбора газа из общего сборного коллектора.

На входе и выходе газа из каждого сепаратора установлены пневмогидрокраны с дистанционным управлением для аварийной остановки сепаратора.

Газ после сепарации поступает на установку осушки газа или на ДКС. Уловленная в сепараторах жидкость поступает в дегазатор Д1 и после разгазирования на очистные сооружения. Газ из дегазаторов используется на собственные нужды. Предусмотрена подача метанола для предотвращения гидратообразования в общем сборном коллекторе и сепараторах.

Распределение подачи метанола осуществляется по системе трубопроводов с помощью электрозадвижек, регулирование – насосов с регулируемой подачей.

При ремонтах освобождение технологического оборудования и трубопроводов от газа осуществляется на свечу рассеивания, жидкость сливается в дренажную ёмкость. Предусмотрены узлы учёта всех сбрасываемых продуктов.

В качестве регулирующей арматуры применены: краны-регуляторы расхода газа шаровые краны с электроприводом и краны-регуляторы давления Вынгаяхинского газа ручные шаровые краны наземной установки производства ООО «Самараволгомаш» класса давления 600; регуляторы уровня жидкости в сепараторах и дегазаторах и давления газа в дегазаторах – арматура с электроприводом, входящая в состав блоков оборудования разработки ЦКБН.

Компоновка оборудования в помещении одноярусная. Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлен ручной подвесной кран.

3.2 Анализ системы подготовки газа

Цех осушки газа и регенерации ТЭГа

В цехе выделены:

- помещение осушки газа;
- помещение огневых регенераторов;
- помещение насосно-емкостного оборудования.

Газ после сепарации или от ДКС поступает на общую установку осушки газа, состоящую из семи абсорберов (один резервный) с арматурными блоками. Равномерная загрузка абсорберов производится с помощью электроприводных кранов-регуляторов КлР 3.15–КлР 3.21, установленных на трубопроводах выхода газа из абсорберов, по расходу газа; производится регулирование уровня насыщенного ТЭГа, замер и регулирование подачи регенерированного ТЭГа.

В абсорберах газ осушается РТЭГом концентрацией 98,5 %. РТЭГ подаётся в абсорберы насосами, установленными для удобства обслуживания в помещении осушки газа. Регулирование подачи РТЭГа осуществляется с помощью замерных устройств и регулирующих клапанов, входящих в состав арматурных блоков.

НТЭГ из помещения осушки газа по коллектору подаётся на регенерацию. Осушенный газ после абсорберов поступает на пункт измерения расхода газа. На входе и выходе газа из каждого абсорбера установлены пневмогидрокраны с дистанционным управлением, позволяющие осуществить аварийную остановку абсорбера и цеха. Предусмотрено освобождение каждого абсорбера на свечу рассеивания, жидкость сливается в дренажную ёмкость. В помещении осушки газа размещён узел подготовки газа на собственные нужды, включающий теплообменник, узлы редуцирования и замера количества газа.

В качестве дистанционной регулирующей арматуры применены: краны-регуляторы расхода газа – шаровые краны с электроприводом наземной

установки производства ООО «Самараволгомаш» класса давления 600; регуляторы подачи РТЭГа и уровня НТЭГа в абсорберах – арматура с электроприводом, входящая в состав блоков оборудования разработки ЦКБН.

Компоновка оборудования в помещении осушки газа одноярусная. Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлен ручной подвесной кран.

Для слива ТЭГа при аварии и перед ремонтом оборудования рядом с помещением осушки газа размещается дренажная ёмкость.

В помещениях насосно-емкостного оборудования и огневых регенераторов размещены: дегазаторы, блоки фильтров и аппарата магнитной обработки, теплообменники, блоки регенерации, арматурные блоки, сборник солей, конденсаторы воздушные, ёмкость разделителя рефлюкса, насосы орошения, горячие насосы.

Для регенерации ТЭГа используются блоки с огневыми испарителями БОР 1 по типу ГП 1467.08.00.000-01 производительностью 20 м3/час каждый.

Предусматривается коллекторное подключение оборудования. Компоновка оборудования в помещении насосно-емкостного оборудования одноярусная, в помещении огневых регенераторов – двухъярусная. На первом ярусе размещены блоки регенерации ТЭГа и блоки горячих насосов, на втором – установлены арматурные блоки и сборник солей.

Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлены ручные подвесные краны.

Оборудование, трубопроводы и арматура с температурой более 45 ºС теплоизолируются.

Для слива ТЭГа при аварии и перед ремонтами оборудования рядом с помещением огневых регенераторов размещается дренажная ёмкость.

Пункт измерения расхода газа

После осушки газ поступает на пункт измерения расхода газа, предназначенный для коммерческого замера расхода.

Пункт измерения расхода газа выполнен в соответствии с нормами для коммерческого замера расхода – РД 50-213-80, ГОСТ 8.563.1-97–ГОСТ 8.563.3-97 и состоит и четырёх рабочих замерных линий (одна резервная), оборудованных устройствами быстросменными сужающими типа УСБ Ду 700 мм; Ру 8 МПа, предназначенными для измерения перепада давления на диафрагме, а в комплекте с дифманометром – для измерения расхода газа.

Замерные устройства расположены в отапливаемом здании, отключающая арматура на открытой площадке.

Для проведения ремонтных работ предусматривается сброс давления с каждой линии на свечу.

Дренажные ёмкости

Для слива жидких продуктов (пластовой воды, ТЭГа) из оборудования и трубопроводов при аварии и перед ремонтом рядом с цехами предусмотрены подземные дренажные ёмкости объёмом 12,5 и 40 м3 с электронасосными агрегатами во взрывозащищенном исполнении и свечами рассеивания с огнепреградителем. По мере накопления продукт из емкостей откачивается: пластовая вода – на утилизацию через узел учёта, расположенный в цехе входа и сепарации газа, ТЭГ возвращается в технологический процесс.

Свеча рассеивания

Для освобождения от газа технологического оборудования при подготовке к ремонту, для продувки коллекторов и сброса газа в аварийных ситуациях предусматривается свеча рассеивания Ду 500 мм.

Диаметр свечи рассеивания определён по максимально допустимой скорости истечения газа в атмосферу в соответствии с требованиями ВНТП 01-81. Высота свечи, равная 40 м, обеспечивает эффективное рассеивание сбрасываемого газа, исключает образование взрывоопасных концентраций в зоне размещения технологического оборудования, зданий и сооружений. Максимальная приземная концентрация метана (равная 0,98 ПДК) достигается на расстоянии 1700 м от свечи рассеивания.

Внутриплощадочные трубопроводы

На площадке УКПГ основные газовые коллекторы прокладываются подземно, трубопроводы замерных линий на пункте измерения расхода газа – надземно, технологические трубопроводы надземно на отметке не менее 2,2 м от уровня земли и 5 м над дорогами.

Предусмотрена возможность временной подачи газа в газопровод, минуя цех осушки газа.

На газовом коллекторе предусмотрена установка крановых узлов в укрытии для подключения ДКС.

Все трубопроводы прокладываются с учётом их тепловых удлинений, которые компенсируются принятой конфигурацией или П-образными компенсаторами.

На трубопроводах входа метанола и ТЭГа в цеха устанавливаются электроприводные задвижки, автоматически закрывающиеся при пожаре.

Трубопроводы и арматура с температурой более 45 ºС теплоизолируются. Подземные трубопроводы покрываются антикоррозионной изоляцией усиленного типа согласно СНиП 2.05-06-85* и ГОСТ Р 51164-98, надземные трубопроводы лакокрасочными покрытиями, теплоизоляция трубопроводов предусмотрена плитами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем.

Выбор труб выполняется в соответствии с требованиями «Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности», трубопроводы запроектированы из труб группы В сталь 09Г2С, сортамент по ГОСТ 8732-78, технические условия на изготовление по ГОСТ 8731-74.

Дожимная компрессорная станция

Дожимная компрессорная станция (ДКС) предназначена:

- для обеспечения необходимого давления газа в точке подключения к магистральному газопроводу;

- для поддержания давления газа и расчётной производительности абсорберов установки осушки газа.

Подключение ДКС выполнено до УКПГ. ДКС размещается на площадке, смежной с УКПГ.

Преимущества использования газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц-16С следующие:

- агрегаты позволяют в одном и том же корпусе компрессора устанавливатьсменные проточные части, что требуется для изменения степеней сжатия ДКС и полной загрузки рабочих ГПА на весь период эксплуатации месторождения;

- ГПА-Ц-16С является одним из наиболее экономичных агрегатов, выпускаемых в России. В «Концепции энергосбережения в ПАО «Газпром» представлены технические показатели ГПА нового поколения производства российских фирм. КПД ГПА-Ц-16С с двигателем ДГ-90 составляет 34 %.

Газодобывающие объекты Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождения входят в состав ООО «Ноябрьскгаздобыча», где имеются аналогичные газоперекачивающие агрегаты на ДКС Комсомольского и Губкинского газовых месторождений. Унификация типов ГПА облегчает и делает более экономичным обслуживание и ремонт агрегатов.

В составе ДКС предусматриваются следующие здания и сооружения:

- установка очистки газа;

- установка компримирования газа;

- установка охлаждения газа;

- установка подготовки топливного и импульсного газа;

- ёмкость дренажная V = 8 м3;

- площадка свечей;

- маслохозяйство;

- вспомогательные объекты.

По предлагаемому варианту строительство ДКС осуществляется в три очереди.

Первая очередь строительства предусматривает ввод:__

- семи ГПА на конечное давление 7,45 МПа;

- установки очистки газа;

- установки охлаждения газа из тридцати семи АВО;

- установки подготовки топливного и импульсного газа на полное развитие ДКС;

- вспомогательных объектов, рассчитанных на полное развитие ДКС.

Вторая очередь строительства предусматривает ввод четырёх ГПА на конечное давление 5,49 МПа.

Прокладка основных технологических газопроводов по площадке ДКС предусматривается подземная, трубопроводы топливного и импульсного газа прокладываются надземно.

Узел подключения ДКС предусмотрен в составе УКПГ и состоит из входного крана № 7, выходного крана № 8, крана № 38 на байпасной линии и обводных кранов № 7¢ , № 8¢ и № 38¢ , предназначенных для заполнения контура ДКС и выравнивания давления перед открытием основных кранов.

Газ по газопроводу диаметром 1220 мм после первой ступени очистки на УКПГ поступает на установку второй ступени очистки (УОГ), затем по трубам диаметром 1020 мм поступает к ГПА.

Схема подключения ГПА – параллельная, коллекторная, с секционированием по ступеням сжатия, каждый агрегат имеет отключающую арматуру.

Для нормальной работы ГПА к ним подводятся:

- топливный и импульсный газ от установки подготовки топливного и импульсного газа;

- масла чистые со склада ГСМ.

Схемой предусматривается работа ГПА в режиме «кольцо» (краны № 6р, № 6´р и № 6˝р) и защита от превышения давления газа на выходе.

Запуск ГПА производится через пусковой контур и систему противопомпажной защиты.

Для продувки технологических газопроводов на общую свечу при остановке ДКС предусматриваются краны № 17, № 18, для продувки ГПА на

индивидуальные свечи краны № 5, для продувки контуров ГПА на индивидуальные свечи краны № 9.

После сжатия до расчётного давления газ по трубопроводам диаметром 1020 мм подаётся на установку охлаждения газа.

Обвязка аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО) предусмотрена коллекторной, с секционированием по ступеням сжатия, каждый аппарат имеет ручную отключающую арматуру. К установке охлаждения газа подводится импульсный газ для управления кранами.