

УДК 622.276.054.5

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УКПГ-9
ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
МОДЕРНИЗАЦИЯ АППАРАТОВ ОСУШКИ ГАЗА**

**EFFICIENCY ANALYSIS OF PREPARATION OF GAS ON UKPG-9
YAMBURG GAS FIELD.
UPGRADE OF OFFICES OSUSHKA OF GAZ**

Кусов Геннадий Владимирович
Аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет

Kusov Gennady Vladimirovich
graduate student,
North Caucasian federal university

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of Engineering,
associate professor,
associate professor of Oil and gas
business of a name of professor
G.T. Vartumyan,
Kuban State University of Technology

Аннотация. В статье рассматривается модернизация аппаратов осушки газа на Ямбургском месторождении. В качестве сравнения показана модернизация аппаратов осушки газа на Заполярном месторождении. Приведена модернизация абсорберов УКПГ-9 Ямбургского месторождения. Сделаны расчёты, подтверждающие работоспособность реконструированного аппарата типа ГП-340 с использованием структурированной насадки типа Меллопак 250 фирмы «Sulzer».

Annotation. The article deals with the modernization of the gas drying apparatus at the Yamburg field. As a comparison shows the modernization of gas dehydration units on the Polar field. Shows the modernization of absorbers CGPP-9 Yamburg field. Made calculations confirming performance of the reconstructed device type GP-340 with structured packing type Mellopak 250 company «Sulzer».

Ключевые слова: абсорберы осушки газа, модернизация аппаратов осушки газа, регулярная насадка для тепломассообменных аппаратов, абсорбер осушки газа с регулярной пластинчатой насадкой, абсорбер с установленными насадками, абсорбционная осушка, адсорбционная осушка

Keywords: absorbers gas dehydration, modernization of gas dehydration units, regular nozzle for heat and mass transfer devices, absorber gas dehydration with a regular nozzle plate, defined nozzles absorber, absorption drying, adsorption drying.

Многофункциональные абсорберы осушки газа ГП-778 диаметром 1800 мм уменьшенной высоты производительностью 10 млн м³ газа в сутки с прямоточными контактно-сепарационными устройствами ГПР-340 были созданы для размещения на блок-понтах и эксплуатируются на ряде северных месторождений, в частности, на сеноманской залежи Ямбургского месторождения (УКПГ-3, 4, 6, 7). Уменьшение высоты аппарата привело к повышению уноса абсорбента относительно других конструкций.

Основное преимущество данных устройств – повышение их эффективности с увеличением расхода газа и допустимых высоких скоростей газового потока (факторы скорости в корпусе аппарата достигают 5, а в самих элементах – 24). Основной их недостаток – ограниченный диапазон эффективной работы (отношение $\frac{W_{max}}{W_{min}}$) в преде-

лах 3, так как при пониженных нагрузках по газу эффективность работы этих устройств снижается из-за того, что не происходит подъём жидкости газовым потоком и, соответственно, уменьшается поверхность контакта. Результаты промышленных испытаний абсорберов осушки газа с колпачковыми тарелками (ГП-252), комбинированными на базе центробежных элементов и ситчатых тарелок (ГП-365 и ГП-502) и прямоточными контактно-сепарационными элементами (ГП-778) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические показатели

Технические показатели	Наименование абсорберов									
	ГП-252		ГП-502				ГП-365		ГП-778	
Диаметр аппарата, мм	1600		1800				1200		1800	
Конструктивные особенности массообменной секции аппарата	колпачковые тарелки		комбинированные тарелки: ситчатые + ц/б элементы ГПР-202				комбинированные тарелки: ситчатые + ц/б элементы ГПР-202		ц/б элементы ГПР-340	
Производительность по газу, млн. м ³ /сут.	2,72	3,4	5,0	7,5	10,0	11,0	12,0	5,16	6,4	10,0
Давление рабочее, МПа	8,3	7,75	7,75	9,0				8,0	7,4	9,0
Температура газа, °С	21	20	19,5	13				11,5	13	5-10
Расход абсорбента, м ³ /ч	2,28	2,28	2,7	2,75	3,43	3,86	4,44	-	1,3	1,5
Температура точки росы осушенного газа, °С	-22	-20	-23	-23	-24	-25	-23,3	-20	-20	-20
Потери гликоля из аппарата с осушенным газом, г/1000 м ³	до 14,0		5,8-7		3-10	45	до 10	до 36		15
Количество гликоля, улавливаемого фильтрующей секцией, г/1000 м ³	нет данных		нет данных				нет данных		200-800	
Фактор скорости газа в аппарате	1,28	1,66	2,41	2,72	3,63	3,99	4,41	5,96	9,68	3,63
Сопротивление аппарата (массообменной секции), МПа	0,1		0,03-0,07				от 0,05 до 0,1		0,02	

Меняющиеся условия эксплуатации абсорберов осушки газа на газовых промыслах, связанные в последнее время с постепенным истощением месторождений, отрицательно сказываются на эксплуатационной надёжности колонного оборудования и качестве осушаемого газа. Особенности эксплуатации УКПГ в этот период заключаются в следующем:

- по мере снижения давления в пласте возрастает начальное насыщение газа влагой, что, несмотря на снижение объёмов подготовки газа, приводит к увеличению общей нагрузки установки по влаге, необходимости увеличения расхода регенерированного гликоля на кубометр осушаемого газа;
- увеличивается вынос из пласта вместе с газом мехпримесей, воды и содержащихся в ней солей;
- наличие газоперекачивающих агрегатов (компрессоров) перед абсорберами повышает температуру осушаемого газа (за счёт компримирования), особенно в летний период, что приводит к ухудшению температуры точки росы газа по влаге;
- в составе газового потока после ДКС появляется компрессорное масло;
- за счёт снижения рабочего давления и увеличения температуры газа ухудшается эффективность самого процесса абсорбции, т.е. извлечение влаги гликолем;
- уменьшение рабочего давления приводит к увеличению объёмов перерабатываемого газа за счёт снижения его плотности, что приводит к возрастанию скоростей в ключевых аппаратах (абсорберах осушки) выше допустимых, росту гидравлического сопротивления и повышенному уносу гликоля с осушенным газом, уменьшению времени контакта газа с гликолем.

Основной особенностью технологического процесса абсорбционной осушки газа гликолем является низкое массовое соотношение осушающей жидкости к обрабатываемому газу (L/G), которое составляет 0,01–0,02 кг/кг.

Увеличение начального равновесного содержания жидкости при понижении пластовых давлений приводит к необходимости увеличения количества рециркулирующего абсорбента (гликоля), что тем самым увеличивает жидкостные нагрузки на массообменное оборудование. Это, в свою очередь, приводит к росту потерь (уносу) гликоля с осушенным газом.

На практике же на промысловых УКПГ сохраняются существующие расходы гликоля, что ведёт к непроектному разбавлению его водой, к уменьшению массового соотношения абсорбента к газу против требуемого, а, следовательно, и к снижению КПД массообменных устройств абсорбционных аппаратов. Для возможности увеличения L/G при падении давления и сокращения выноса жидкости ЦКБН были разработаны контактные устройства на базе регулярных насадок с использованием структурных элементов, позволяющих проводить абсорбционную осушку газа при повышенных массовых соотношениях расхода гликоля к газу с одновременным снижением выноса жидкости из массообменной ступени и общих потерь гликоля, повышением КПД контактных устройств.

Модернизация аппаратов осушки газа на Заполярном месторождении

Основной аппарат установки осушки УКПГ-1С – абсорбер ГП-1467 (рис. 1) является одной из модификаций абсорберов многотарельчатой конструкции с пропускной способностью по осушке газа 10,0 млн м³/сут. Основными элементами тарелок внутренней конструкции являются вихревые (центробежные) массообменные и сепарационные элементы и фильтр-патроны. Опыт многолетней эксплуатации аппаратов такого типа показал, что абсорберам свойственны следующие недостатки:

- а) отсутствие резерва по эффективной производительности;
- б) наличие уже при проектной производительности выноса жидкости из массообменной в верхнюю сепарационную секцию;
- в) короткий срок непрерывной эксплуатации;
- г) большие эксплуатационные расходы на ежегодное техническое обслуживание аппаратов, сопровождающиеся затратами покупных материалов – фильтровальной ткани и рукавной сетки.

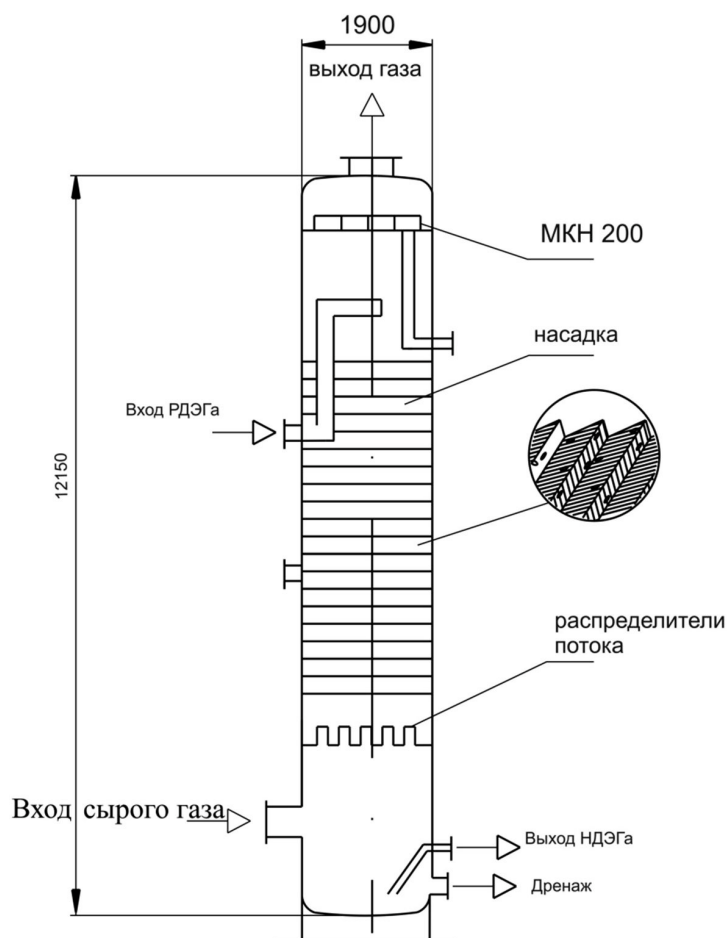


Рисунок 1 – Абсорбер 1467

Перечисленные по пунктам в) и г) недостатки являются следствием основных отмеченных пунктами а) и б), которые проявились уже в течение первого полугодия с сентября 2003 по январь 2004 года эксплуатации проектных аппаратов. Негативное значение недостатков тарельчатых аппаратов для условий УКПГ-2С Заполярного ГНКМ увеличилось в связи со специфическими для этого промысла условиями эксплуатации аппаратов: наличием в осушаемом газе жидких углеводородов и низкой температурой газа ($-1 \div +4$ °С).

Таким образом, целями модернизации абсорберов являются следующие:

- увеличить эффективную производительность абсорберов ГП-1467 и тем самым создать резерв по расходу осушенного газа из установки УКПГ-2С;
- ликвидировать вынос гликоля из массообменной в сепарационную секцию при проектной и повышенной производительностях;
- увеличить срок непрерывной безремонтной эксплуатации аппаратов и снизить расходы на их техническое обслуживание;
- снизить потери гликоля, связанные с его уносом из аппаратов.

Технические решения, использованные при модернизации

При выборе технических решений ООО «Ямбурггаздобыча» руководствовалось необходимостью решения следующих вопросов:

- возможностью реализации проекта в минимальные сроки – в течение подготовки к осенне-зимнему периоду эксплуатации;
- минимизацией затрат на покупные изделия;
- предпочтение отдавалось техническим решениям, которые при одинаковой эффективности имели максимальный в отрасли срок эффективной и надёжной эксплуатации.

Таковыми решениями являются:

– элементы массообменной секции фирмы «Sulzer Chemtech», уже в течение более восьми лет эксплуатирующиеся в абсорберах Комсомольского месторождения ООО «Ноябрьскгаздобыча», и в течение более полутора лет на УКПГ-1 Ямбургского месторождения;

– сепарационные кольцевые мультикассетные насадки МКН совместной разработки ООО «Ямбурггаздобыча» и ООО «ВНИИГаз».

Вследствие недостаточного финансирования работ по обустройству промысла в течение нескольких лет своевременный пуск в эксплуатацию УКПГ-2С потребовал чрезвычайного напряжения всех организаций, участвовавших в сооружении объектов добычи и промысловой подготовки газа. Тем не менее, удалось обойтись без пресловутых «пусковых комплексов», и практически все системы промысла своевременно и успешно введены в эксплуатацию. Проводятся работы по ликвидации проектных и строительных огрехов, и отлаживается технологический процесс осушки газа, осложнённый нестабильными во времени условиями работы оборудования. Например, меняется (вследствие продувки газопроводов) состав и содержание в поступающем на УКПГ газе твёрдых и жидких мехпримесей. Производится освоение и наладка оборудования, а также оптимизация расхода и концентрации гликоля. В этот период промысел сталкивается с явлением, имевшем место при освоении всех крупных месторождений – запроектированные технические решения оказываются не вполне эффективны в силу проявления некоторых специфических для данного месторождения и применённого оборудования особенностей.

Некоторые из них прогнозировались и обсуждались, но не были учтены в проекте, другие возникли неожиданно, но эта «неожиданность» говорит лишь о недостаточном уровне научного и методического обоснования принятых технических решений.

Актуальность анализа работы установки подготовки газа УКПГ-2С в этот период эксплуатации, по нашему мнению, обоснована наличием достаточного количества опытных данных, полученных УНИПР ООО «ЯГД», а также необходимостью и возможностью их учёта на УКПГ-2С и 3С и особенно на УКПГ-1С, где резерв по производительности готовых к эксплуатации скважин позволяет подать на осушку расход газа, значительно превышающий проектный.

Установка подготовки газа УКПГ-2С представляет собой два цеха, в каждом из которых размещены по шесть технологических линий номинальной производительностью 10 млн м³/сут. каждая. Основное технологическое оборудование подготовки газа каждой линии состоит из входного сепаратора типа «промывной сепаратор» и абсорбера ГП-1467 (рис. 1).

Газ на технологические линии цеха подаётся по отдельным трубопроводам из горизонтального коллектора Д 1020, который объединяет потоки шлейфов отдельных кустов скважин. В непосредственной близости от коллектора находятся дросселирующие и управляющие устройства, выравнивающие давление потоков отдельных шлейфов.

Подача газа от шлейфов в коллектор осуществляется сверху, а раздача по технологическим ниткам – через боковую образующую коллектора. Уносы определялись по методике УНИПР «ЯГД» по накоплению жидкости на патрончиках-фильтрах. Одновременно с помощью специального сепаратора проводили оценку соотношения водной фракции (ВМР и ДЭГ) и конденсата в уносимой из аппаратов жидкости.

Оценка скорости накопления жидкости в сепараторах, возможная на любой период работы установки благодаря системе «Фоксборо», показала, что существует прямая корреляция между скоростью накопления и уносами жидкости как из сепараторов, так и из абсорберов.

Анализ работы сепараторов показывает, что ни КПД аппаратов, ни унос из них не являются величинами, независимыми от нагрузки аппаратов по жидкости, и оба этих показателя ухудшаются при росте нагрузки.

Совершенно очевидно, что эта неравномерность определяется конструкцией коллектора, объединяющего потоки от кустов скважины. Унос из абсорберов вплоть до производительностей 410–420 тыс. м³/час состоит из конденсата с присутствием иногда незначительного количества гликоля.

Негативные последствия обнаруженного факта проскока конденсата в абсорберы на работу узлов разделения и регенерации очевидны, также как и уноса конденсата в газопровод. Особо следует отметить, что по мере снижения давления и роста температуры абсорбции, присутствие углеводородной жидкости значительно ухудшит эффективность гликолевой осушки и качество (на $7 \div 10$ °С) газа. С целью разработки технической политики по устранению ситуации и недопущения её для последующих очередей Заполярного ГНКМ следует подробно проанализировать конструкцию и работу основных узлов технологической схемы – входного коллектора, сепараторов и абсорберов.

Прогноз эффективности новых абсорберов ГП-1467, правда, без учёта фактора наличия конденсата, от имени «ЯГД» и ВНИИгаза был озвучен на НТС ОАО «Газпром» в г. Ноябрьске. На основании анализа опыта эксплуатации аппаратов с инжектирующими центробежными массообменными элементами и фильтр-патронами ГП-778 Ямбургского и ГП-1181 Ямсовейского месторождений прогнозировалась работа аппаратов ГП-1467 на проектной производительности с постоянным и высоким выносом гликоля из массообменной в сепарационную секцию.

Негативные последствия такой работы аппарата заключаются для условий Заполярного ГНКМ в значительной зависимости ресурса эффективной эксплуатации от содержания мехпримесей в газе и жидкости и высоких затратах на техническое обслуживание аппаратов, связанных с необходимостью реновации фильтров. Поручение ДАО «ЦКБН» по результатам испытаний аппаратов ГП-778, проведённых в Ямбурге, в срочном порядке внести изменения в документацию аппаратов ГП-1467 (разработанных для Заполярного месторождения) с увеличением количества элементов на массообменных тарелках не было своевременно выполнено.

При попытке организации тендера на технические решения по модернизации абсорберов ООО «Ямбурггаздобыча» на НТС «Газпрома» в г. Ямбурге, ЦКБНу были предложены исходные технологические требования на модернизацию абсорбера ГП-1467. Эта инициатива «ЯГД» также не встретила поддержки ЦКБН. Более того, при монтаже аппаратов на УКПГ-1С обнаружили, что ошибка, допущенная ЦКБН и впоследствии исправленная промысловиками, в обвязке линии сброса жидкости с фильтр-секции аппаратов ЯГКМ повторена и на УКПГ-1С.

Проектная обвязка предусматривала сброс жидкости в участок трубопровода, выводящего жидкость из кубовой части аппарата на клапанную сборку. При постоянном выносе жидкости из массообменной секции на тарелке фильтр-патронов, даже при расходах значительно меньших, чем проектные, наблюдалось постоянное накопление конденсата в верхней части аппарата при закрытой сбросной линии и унос или прорывы газа в дегазатор при периодическом открытии этой линии. В настоящее время проводится реконструкция сброса жидкости с организацией её сброса по отдельному трубопроводу под уровень жидкости в кубе колонны. Для оценки перспективы изменения массообменной эффективности абсорберов и ресурса их непрерывной и эффективной эксплуатации проведено комплексное обследование работы аппаратов с исправленной обвязкой слива жидкости с верхних фильтрующих секций.

В диапазоне производительностей 60–100 % от проектной замерялись выносы жидкости на тарелки фильтров по методике УНИПР «ЯГД» и измерения точки росы осушенного газа прибором ТТР. Всего отработано 35 технологических режимов. Для 17 из них число эквивалентных теоретических тарелок оказалось больше 3, что нереально.

Необходимо отметить, что обнаружение границы запотевания зеркала, смоченного конденсатом, существенно затруднено, поэтому надёжность определения ТТР для газа Заполярного ГНКМ естественно ниже, чем для Ямбургского газа. Вероятно, то же в какой-то степени относится и к надёжности измерений ТТР прибором «Конг-Прима». Обработка данных по точке росы, основанной на расчётной оценке количества эквивалентных теоретических тарелок для фактически замеренных ТТР, показала, что усреднённая массообменная эффективность аппаратов ГП-1467 составляет 1,1, что меньше чем у серийных и модернизированных абсорберов ГП-502 ЯГКМ. Вследствие достаточно низкой температуры ($0 \div +3$ °С) в абсорбере в начальный период эксплуатации месторождения, такая эф-

эффективность аппаратов вполне приемлема. Пересчёт достаточно надёжных значений ТТР на давление 4 МПа даёт для всех режимов значения около $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, т.е. газ обрабатывается с качеством, соответствующим ОСТ. Однако в перспективе при росте температуры, тем более учитывая негативное влияние на осушку присутствия углеводородного конденсата внутри аппарата, качество осушки значительно понизится, и его кондиционная подготовка станет проблематичной. Для сравнения: массообменная эффективность аппаратов в проектом исполнении Ямсовейского промысла (до модернизации), по нашим данным, составила $\sim 1,5$, абсорберов ГП-502 (тоже в проектом исполнении) – $1,6\text{--}1,7$, а тех же ГП-502, модернизированных насадкой «Mellapak 250Y» «Sulzer Chemtech» и насадками МКН – $1,9\text{--}2,0$.

Прежде всего, обращает на себя внимание тот факт, что абсорберы Ямбургского промысла ГП-778, оборудованные так же как и ГП-1181 и ГП-1467 массообменными тарелками с инжектирующими вихревыми элементами ГПР-340 (рис. 2), несмотря на значительно меньший внутренний объём м.о. секции и меньшее количество тарелок в этой секции (4 против 6) имеют величину критической производительности, при которой значительно увеличивается вынос, существенно большую, чем аппараты ГП-1181 и 1467.

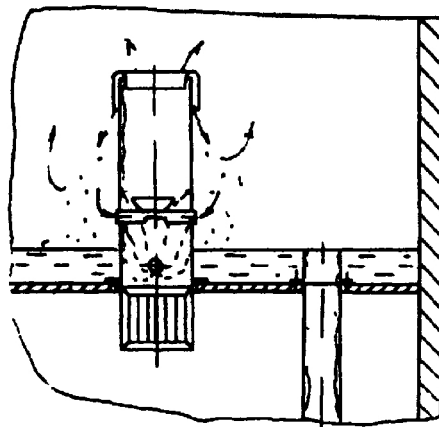


Рисунок 2 – Работа элемента ГПР-340

Этот факт вполне объясняется большим количеством элементов на м.о. тарелке сепарационных элементов. В абсорбере ГП-778 199 шт. против 164 в ГП-1181 и 182 в ГП-1467. Аппарат Заполярного промысла (ГП-1467) в соответствии с прогнозом, сделанным, правда, без учёта проявившегося сейчас фактора стойкой эмульсии, должен был по характеристике занять промежуточное положение между ГП-778 и ГП-1181.

На практике эта характеристика нового аппарата оказалась существенно хуже. Уменьшение при испытаниях производительности почти вдвое от проектной не привело к ликвидации выноса на фильтр-патроны. Наличие постоянного на уровне 200 мг/м фона выноса, по нашему мнению, является следствием попадания в аппарат больших количеств конденсата, образующего на тарелках вихревых рециркулирующих элементов стойкую эмульсию с гликолем. Таким образом, мы полагаем, что основной причиной и попадания конденсата из сепаратора в абсорбер, и выноса жидкости в фильтрующую секцию этого аппарата, и уноса конденсата в газопровод является использование в обоих аппаратах вихревых инжектирующих элементов ГПР-340, а возможно и сепарационных вихревых элементов ГПР-515, которые если и не ухудшают работу аппаратов, то и не спасают их.

Возможно, единственное место в технологии, где приемлемо использование вихревых сепарационных элементов, является входная тарелка сепаратора с целью защиты от твёрдых примесей.

Модернизация абсорберов ГП-2194.05 УКПГ-9 Ямбургского месторождения

Подготовка газа, добываемого из сеноманской залежи Ямбургского месторождения, осуществляется абсорбционным методом. Целью модернизации абсорберов

является увеличение ресурса непрерывной и эффективной работы аппарата при одновременном увеличении его производительности. Процесс массообмена между газом и жидкостью происходит на поверхности раздела фаз. Поэтому необходимое условие эффективности массообменного процесса – развитая поверхность контакта.

По способу организации поверхности контакта массообменные аппараты подразделяются на три основные группы:

1. Поверхностные, в которых поверхностью контакта служит зеркало или плёнка текущей жидкости. К этой группе относятся плёночные и насадочные аппараты.

2. Барботажные, в которых поверхность контакта создаётся пузырьками и струйками газа, барботирующего через слой жидкости. В этих аппаратах поверхность контакта определяется гидродинамическим режимом. К этой группе относятся тарельчатые аппараты, а также насадочные с полностью затопленной насадкой и с вращающимся слоем жидкости.

3. Распыливающие, в которых поверхность контакта создаётся каплями жидкости в массе движущегося газа. Капли могут образовываться за счёт распыления жидкости форсунками, за счёт сил вращения устройства или газового потока или скоростного истечения газовой струи и образования различной частоты.

Для улучшения эксплуатационных характеристик работы абсорбционного оборудования подвергалось различным способам модернизации. Целью модернизации является качественная осушка газа соответственно с требованиями ОСТа при производительности 10 млн м³ газа в сутки. Остановимся на наиболее перспективных технических решениях. В последнее время в газовой промышленности нашли широкое применение насадочные аппараты первой группы. Насадочные аппараты представляют собой колонны, заполненные насадкой – телами с возможно более развитой поверхностью. Контакт фаз происходит на смоченной поверхности насадки, по которой стекает жидкость. Движение фаз обычно осуществляется противотоком, контакт фаз идёт непрерывно. В последние годы и в России в связи с более жёсткими требованиями к качеству подготовки газа, необходимостью создания аппаратов более совершенных конструкций, высокой производительности и эффективности значительное внимание уделяется именно насадочному оборудованию, увеличивается внедрение колонн с насадками, идёт накопление опыта их эксплуатации.

Используя накопленный опыт различных путей модернизации абсорберов, было определено основное направление развития эффективной эксплуатации оборудования. Наиболее перспективное конструктивное решение, обеспечивающее максимальную эффективность при подготовке газа к транспорту, достигается абсорберами, оснащёнными регулярными насадками. На рисунке 3 изображён насадочный элемент регулярной насадки для тепломассообменных аппаратов.

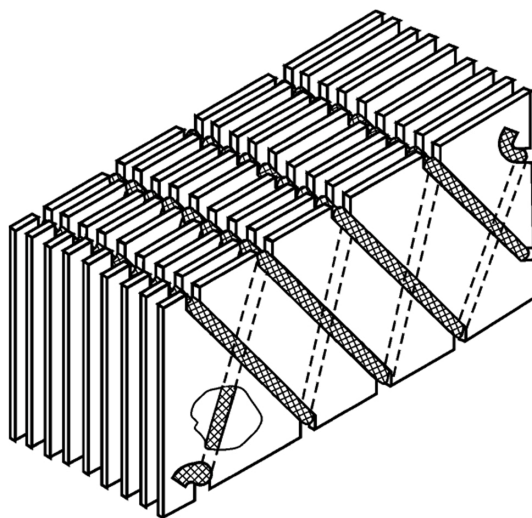


Рисунок 3 – Регулярная насадка для тепломассообменных аппаратов

Насадка включает уложенные в пакет плоские, параллельные листы с выступами, расположенными под углом 25–45° относительно вертикали и выполненными в виде жгута из вязаного рукава, который уложен на лист по винтовой спирали со смещением витков относительно друг друга, причём листы в пакете уложены таким образом, что выступы на поверхности листов, обращённых друг к другу, расположены в противоположных направлениях. Листы могут быть перфорированные и рифлёные.

Регулярная насадка работает следующим образом. Жидкая фаза подаётся на верхний торец насадки и стекает в виде тонкой плёнки по поверхности листов, взаимодействуя с восходящим потоком газа (пара). Выступы в виде гибкого жгута, выполненного из вязаного рукава, турбулизируют жидкостную плёнку, способствуя, тем самым, увеличению контакта фаз вследствие её интенсивного обновления.

Угол наклона 25–45° выступов к вертикальной оси и соответствующее их выполнение обеспечивают более рациональное использование рабочего объёма насадочного слоя вследствие эффективного перераспределения жидкости по поверхности насадочных элементов. Выполнение элементов насадки с выступами из вязаного рукава позволило дополнительно получить эффект сепарации и дренажа, что исключило срыв капель при перемещении жидкости навстречу потоку газа.

Предлагаемая регулярная насадка легка в изготовлении, не требует изготовления штампов, если конфигурация листа не изменяется, что значительно снижает стоимость насадки и трудоёмкость её изготовления.

Для решения указанной задачи был проведён комплекс научно-технических работ по созданию и внедрению высокоэффективных регулярных насадок на газовых промыслах северных месторождений, позволяющих увеличить или, по крайней мере, сохранить проектную производительность технологических линий установок комплексной подготовки газа в условиях падающего пластового давления, при одновременном обеспечении качества подготавливаемого газа, значительном снижении безвозвратных потерь дорогостоящего абсорбента, а также уменьшении гидравлического сопротивления аппаратов в целом.

Создание нового поколения массообменного оборудования с отечественными регулярными насадками позволило отказаться от закупок аналогичных импортных изделий, строительства дополнительных технологических линий, сократить эксплуатационные затраты при обслуживании оборудования, в целом повысить технико-экономические показатели производства. На рисунке 4 изображён абсорбер осушки газа с регулярной – пластинчатой насадкой.

Технические решения с применением насадочных устройств позволяют не только создать технологическое оборудование, обеспечивающее на уровне мировых стандартов показатели назначения (производительность, диапазон эффективной работы, эффективность, температуру точки росы по влаге), но и произвести модернизацию существующих аппаратов для работы на завершающей стадии эксплуатации месторождений при пониженных давлениях, высоких температурах проведения процесса осушки и повышенном начальном влагосодержании газа без ввода дополнительного технологического оборудования.

За последние годы на крупнейших газовых промыслах ПАО «Газпром» (Западно-Таркосалинский ГП, Комсомольский ГП, Уренгойское ГКМ, Ямсовейское ГКМ, Юбилейное ГКМ, Ямбургское ГКМ, Заполярное ГКМ) и станциях подземного хранения газа (ПХГ) на основании имеющегося опыта эксплуатации абсорбционного оборудования в зависимости от исходных требований и исходя из поставленных задач был произведён тот или иной вид модернизации абсорберов осушки газа с применением насадочных массообменных устройств конструкции ДОО «ЦКБН»:

– замена в выходной сепарационной секции существующей тарельчатой конструкции ступени защиты фильтрующих элементов с центробежными сепарационными элементами диаметром 100 мм (ГПР-353) на газораспределительную секцию на базе регулярной пластинчатой насадки с сохранением тарельчатых устройств в массообменной части аппарата (Западно-Таркосалинский ГП) позволила увеличить производительность аппарата до 11,2 млн м³/сут., уменьшить вынос абсорбента на фильтрующую секцию почти в 8 раз, а потери гликоля с осушенным газом сократить с 5 г/1000 м³ газа в базовом образце до 0,4–0,72 г/1000 м³;

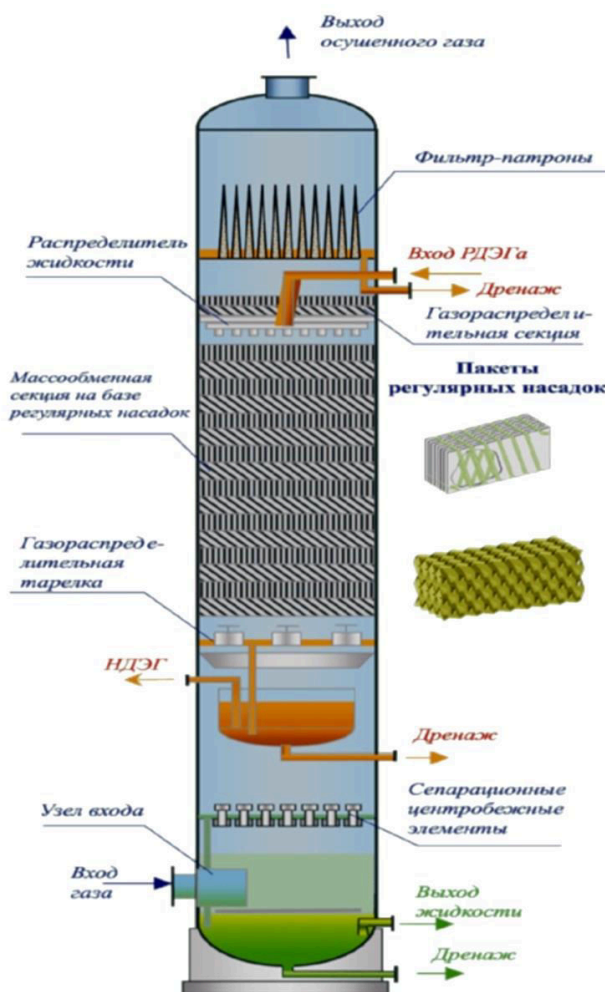


Рисунок 4 – Абсорбер осушки газа с регулярной пластинчатой насадкой

– установка газораспределительной насадки на место демонтированных колпачковых тарелок перед фильтр-патронами (месторождение Медвежье) позволила снизить и стабилизировать потери гликоля с осушенным газом на уровне их минимальных значений $1\text{--}2 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$ газа (во всём эффективном диапазоне производительности аппаратов – до 115 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ в нормальном режиме эксплуатации) против имевшихся ранее $10\text{--}17 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$ при меньших значениях производительности, к тому же увеличение производительности абсорберов в результате их модернизации до 115 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$ при существующих объёмах подготовки газа на УКПГ-2 месторождения Медвежье позволяет сократить число аппаратов, находящихся в эксплуатации;

– полная замена внутренних устройств в массообменной и в выходной сепарационной секциях на отечественные насадочные контактные элементы позволила в 1,2–1,5 раза увеличить проектную производительность установок подготовки газа на Ямсовейском, Юбилейном, Ямбургском, Заполярном ГКМ, Комсомольском ГП, максимально уменьшить скорости газового потока в насадочной секции модернизированных абсорберов, приблизив их к скорости газа в аппарате, снизить на порядок гидравлическое сопротивление аппаратов, уменьшить потери гликоля с осушенным газом до $0,1\text{--}3,5 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$ газа против $10\text{--}15 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$ и более на базовых образцах при меньшей (или той же) производительности;

– применение комбинированных тарелок за счёт дополнительной установки насадочных элементов между тарелками с центробежными элементами (ПХГ) позволило увеличить верхний предел производительности абсорберов осушки газа не менее чем на 20 % за счёт применения более совершенных внутренних устройств, расширить диапазон эффективной работы аппаратов по производительности с 2,5 до 4,0, обеспечить требуемое качество подготовки газа по температуре точки росы (т.т.р.) в соответствии с новыми

требованиями на весь период отбора, снизить потери гликоля с осушенным газом из абсорберов с 15 до 2–5 г/1000 м³, а общие потери по ПХГ – с 25–45 г до 20 г на 1000 м³ газа, увеличить срок службы фильтр-патронов в секции окончательной очистки газа в пять раз за счёт уменьшения количества жидкости, поступающей на них из массообменной секции – с 200–500 до 25–50 г/1000 м³. При разработке насадок одновременно были проработаны конструкции распределителей жидкости (ДЭГа), подаваемой для орошения насадки, в частности, с разноуровневым расположением трубчатых коллекторов, обеспечивающих равномерное безотрывное распределение и течение жидкости в насадочных элементах. Основным преимуществом регулярных насадок пакетного типа перед тарельчатыми массообменными элементами является их более высокая массообменная эффективность (глубина осушки газа) и эффективная производительность (минимальный унос при максимальном расходе газа через аппарат).

На Заполярном месторождении используются абсорберы типа ГП-1467, конструкция которых состоит из абсорбционной и фильтрующей секции. Отсутствие входной сепарационной ступени в аппаратах ГП-1467 обусловлено применением перед абсорберами входных сепараторов. Кроме того, увеличенный объём ёмкости для сбора НДЭГа делает аппарат более надёжным при кратковременных изменениях технологического режима – скачках давления и расхода. Проектная конструкция аппаратов ГП-1467 имеет некоторые недостатки. К этим недостаткам относится наличие критического режима по производительности, причём этот режим наступает при меньших расходах, чем номинальная (проектная) производительность.

Существенным недостатком аппарата является ограниченный по времени ресурс непрерывной эффективной работы. Оба эти недостатка являются следствием особенностей функционирования инжекционных контактно-сепарационных элементов массообменных тарелок и фильтр-патронов и проявляются в большей или меньшей мере в зависимости от производительности аппарата. Поскольку в аппаратах ГП-1467 на тарелках расположено меньше элементов, то и недостатки проявляются ярче.

Целью модернизации аппаратов типа ГП-1467 является увеличение производительности до 12 млн м³ газа в сутки и обеспечение её качественной осушкой газа в соответствии с требованиями ОСТа. Результаты сравнительных испытаний (табл. 2) показали, что отечественная регулярная насадка по техническим параметрам (производительности, температуре точки росы по газу, по влаге, уносу гликоля из аппарата) не уступает закупленной по импорту насадке фирмы «Sulzer Chemtech», а по уносу абсорбента на фильтрующую секцию даже превосходит зарубежный образец и составляет 0,28–0,32 г/1000 м³ газа против 0,25–1,0 г/1000 м³ газа для зарубежной насадки.

Кроме того, регулярная насадка «Mellapak 250Y» (рис. 5) фирмы «Sulzer Chemtech» достаточно сложна в изготовлении, т.к. состоит из отдельных структурообразующих элементов. Особенностью данной насадки является также необходимость качественного распределения жидкостных потоков по сечению аппарата.

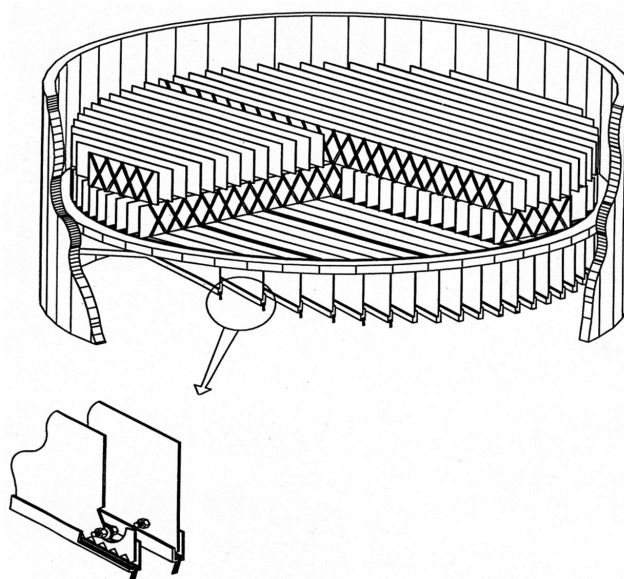


Рисунок 5 – Насадка «Mellapak 250Y» фирмы «Sulzer Chemtech»

По результатам испытаний абсорберов, модернизированных насадкой «Sulzer» и различной по конструкции верхней фильтрующей секции абсорберов, проведённых на расходах газа до 495 тыс. м³/час установлено, что эффективность работы модернизированных абсорберов на нагрузках, превышающих проектные для не модернизированных аппаратов, обеспечивает унос жидкости в пределах нормы. Средний унос по УКПГ составил 8 г/1000 м³.

Таблица 2 – Сравнения характеристик абсорберов

Технические показатели	Наименование абсорберов		
	Базовый образец абсорбер с массообменными элементами ГП 778.00.000	Абсорбер осушки газа с регулярной пластинчатой насадкой ДАО ЦКБН ГПР 3056.00.000	Абсорбер осушки газа с регулярной насадкой «MELLAPAK 250Y»
Диаметр аппарата, мм	1800	1800	1800
Производительность аппарата по газу, млн м ³ /сут.	10	9,98–10,8	9,98–10,8
Количество гликоля, м ³ /ч	1,5	1,5	1,52
Давление, рабочее, МПа	9	6,13	6,12
Температура рабочая, °С	от 5 до 40	13	12,5
Точка росы осушенного газа по влаге, °С	минус 20	минус 20,2	минус 18
Унос гликоля из аппарата, г/1000 м ³ газа	15	0,31–0,38	0,255–0,32
Количество гликоля, улавливаемого фильтр-коалесцирующей ступенью, г/1000м ³ газа	200–800	0,275–0,32	0,247–0,99
Сопrotивление аппарата, кгс/см ²	около 0,2	0,04–0,063	0,118–0,141
Фактор скорости по аппарату	3,63	4,35–4,72	–
Относительная стоимость	0,4	0,5–0,8	1

На ГП-1С Заполярного месторождения были заменены тарелки в абсорберах на пластинчатую насадку «Mellapak 250Y», созданную германской фирмой «Sulzer Chemtech». На ГП-2С Заполярного месторождения были установлены более совершенные пластинчатые насадки, чем «Mellapak 250Y», российской фирмы ДАО ЦКБН. Основное отличие ЦКБН в том, что на насадке этой фирмы установлены объёмные жгуты для направления потоков газа и жидкости.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что регулярные насадки конструкции ДАО «ЦКБН» обеспечивают расширение диапазона эффективной работы и увеличение производительности массообменного оборудования до 1,5 раз, позволяют снизить потери дорогостоящего абсорбента (гликоля), уносимого с газом, более чем в 5 раз (с 15 до 1–3 г/1000 м³ газа) и увеличить межремонтный период эксплуатации фильтрующей секции в 5–6 раз (а в дальнейшем отказаться от фильтр-патронов), на порядок снижают гидравлические потери в аппарате – с 0,1 до 0,01 МПа, а также обеспечивают качество подготовки природного газа в соответствии с ОСТ 51.40-93.

Созданное отечественное абсорбционное оборудование с регулярной насадкой соответствует мировому уровню и не уступает ведущим зарубежным аналогам, в частности, новейшим разработкам мирового лидера в области создания колонного оборудования фирмы «Sulzer Chemtech», стоит для заказчика на 15 % дешевле импортного образца при увеличении срока службы в 2,5 раза по сравнению с зарубежными аналогами.

Низкое гидравлическое сопротивление и высокая эффективность структурированных насадок позволяют использовать их как при высоких давлениях (в абсорберах),

так и при пониженных, в том числе в вакуумных аппаратах (регенераторах гликоля – десорберах). В связи с малым выносом жидкости из конечных сепарационных ступеней абсорберов осушки газа, выполненных на базе регулярной пластинчатой насадки, указанные насадки могут быть использованы и в сепараторах с промывочными секциями, так как сокращение уноса практически на порядок позволит исключить секцию промывки газа рефлюксной водой, тем самым сократить капитальные и эксплуатационные затраты при сохранении качества очистки газа от солей.

Расчёты, подтверждающие работоспособность реконструированного аппарата типа ГП-502 с использованием структурированной насадки типа Меллопак 250 фирмы «Sulzer»

Последнее время на газовых промыслах Севера Тюменской области для реконструкции абсорберов осушки газа начали использоваться структурированные насадки различных типов. На Комсомольском месторождении аппараты осушки газа были модернизированы с использованием структурированной насадки типа Меллопак 250 фирмы «Sulzer». Промысловые испытания модернизированных аппаратов на Комсомольском месторождении показали, что они позволяют увеличить производительность технологической линии на 30 %, снизить потери гликоля с осушенным газом до 5 г/тыс. м³ и обеспечить качество подготовки газа в соответствии с требованиями отраслевого стандарта.

Успешные испытания аппаратов осушки газа с использованием структурированной насадки типа Меллопак 250 на Комсомольском месторождении позволяют предложить её для реконструкции массообменной части МФА типа ГП-1467 на установках подготовки газа Заполярного НГКМ.

Принципиальная схема аппарата, модернизированного с использованием структурированной насадки, представлена на рисунке 6. В реконструированном аппарате демонтируются контактные тарелки в массообменной части и вместо них снизу по ходу газа размещаются слоями пакеты насадки общей высотой 3,2 м. Высота одного слоя насадки (для монтажа её через люк-лаз аппарата) составляет 150 мм. Смежные слои насадки повернуты относительно друг друга на 90°, чтобы обеспечить более равномерное распределение потоков гликоля и газа по сечению аппарата. Подача регенерированного гликоля осуществляется через специальный распределитель, который устанавливается над секцией, заполненной структурированной насадкой. Над распределителем гликоля устанавливается отбойник, выполненный из пакетов структурированной насадки высотой 450 мм. Этот отбойник предназначен для улавливания капель гликоля, уносимого из нижней массообменной секции.

Ниже представлен поверочный расчёт абсорбера осушки газа, оснащённого массообменной частью со структурированной насадкой Меллопак 250 фирмы «Sulzer».

Исходные данные для расчёта

Проведём поверочный расчёт абсорбера осушки газа со структурированной насадкой Меллопак-250 для условий эксплуатации на Заполярном месторождении при следующих исходных данных:

- $P_{ex} = 7,7$ МПа;
- $t_{ex} = 4$ °С;
- унос из входного сепаратора $U = 0,02$ г/м³;
- абсорбер типа ГП-1467 диаметром $D = 1900$ мм;
- давление и температура газа в абсорбере $P_{abc} = 7,5$ МПа и $t_{abc} = 25$ °С;
- расход газа $G = 480000$ тыс. м³/час;
- абсорбент ДЭГ;
- концентрация регенерированного гликоля $X_{pee} = 98$ % масс.;
- подача ДЭГа $L = 4500$ кг/час;
- точка росы осушенного газа минус 21 °С (при давлении 7,5 МПа).

Для насадки Меллопак-250 по данным фирмы «Sulzer» принимаем:

- удельная поверхность насадки $a = 250$ м²/м³;

- свободный объём насадки $\varepsilon = 0,96 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- высота элемента (волны) насадки $\ell = 0,035 \text{ м}$.

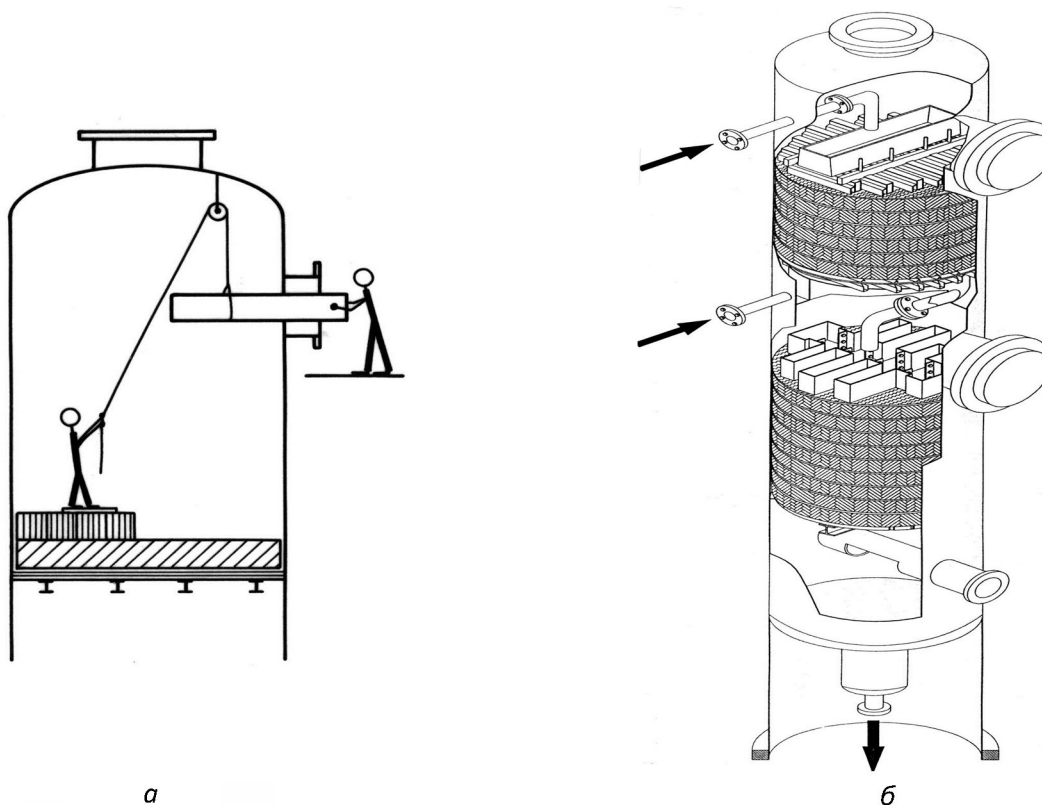


Рисунок 6 – а) способ установки насадок; б) абсорбер с установленными насадками

Расчёт числа единиц переноса и необходимой высоты слоя насадки

1) При принятых значениях давлений и температур определяем влагосодержание газа W_H , поступающего на осушку, сравнив значения $W_{вх}$ и $W_{абс}$, выбрав меньшее из них:

$$W_{вх} = 0,463 + 0,02 = 0,483 \text{ г/м}^3;$$

$$W_{абс} = 0,673 \text{ г/м}^3.$$

Выбираем $W_H = 0,483 \text{ г/м}^3$.

2) Влагосодержание осушенного газа

$$W_K = 0,039 \text{ г/м}^3.$$

3) Количество извлечённой влаги:

$$\Delta W = 0,483 - 0,039 = 0,444 \text{ г/м}^3.$$

4) Удельная подача абсорбента:

$$G = \frac{L}{Q} = \frac{480\,000}{300\,000} = 16 \text{ г/м}^3.$$

5) Концентрация насыщенного гликоля по материальному балансу:

$$X_H = \frac{G \cdot X_p}{G + \Delta W} = \frac{15 \cdot 99}{15 + 0,444} = 96,15 \text{ \% масс.}$$

6) Построим оперативную линию по точкам на входе и выходе газа из абсорбера. В координатах X-Y (мольная доля воды в гликоле – мольная доля воды в газе).

Мольная доля воды в газе на входе в абсорбер:

$$y_1 = 0,00000456 \cdot W_H \cdot T_{abc} = 0,00000456 \cdot 0,483 \cdot 298 = 0,000914 .$$

Мольная доля воды в насыщенном ДЭГе:

$$x_1 = \frac{\frac{(15 \cdot 0,01 + 0,444)}{18}}{\frac{(15 \cdot 0,99)}{106,1} + \frac{(15 \cdot 0,01 + 0,444)}{18}} = \frac{0,033}{0,173} = 0,1908 .$$

Мольная доля воды в осушенном газе на выходе из абсорбера:

$$y_2 = 0,00000456 \cdot W_K \cdot T_{abc} = 0,00000456 \cdot 0,039 \cdot 298 = 0,0000530 .$$

Мольная доля воды в регенерированном ДЭГе:

$$x_2 = \frac{\frac{0,01}{18}}{\frac{0,99}{106,1} + \frac{0,01}{18}} = \frac{0,000556}{0,00933 + 0,000556} = 0,0562 .$$

7) Строим равновесную кривую для ДЭГа. Для условий осушки газа гликолем равновесная кривая близка к прямой, поэтому для её построения достаточно найти две точки при концентрации насыщенного и регенерированного гликоля $x_1 = 0,1908$ и $x_2 = 0,0562$.

По методике, изложенной в [28], рассчитываем равновесное содержание воды в газе над растворами ДЭГа заданной концентрации.

Равновесное влагосодержание природного газа над растворами гликолей может быть определено по уравнению, представленному в виде:

$$W = P_g^p \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{749}{P} + B \right), \quad (1)$$

где W – влагосодержание природного газа, равновесного с конденсированной фазой, г/ст. м³; P_g^p – давление насыщенного пара воды над конденсированной фазой (раствором), Па; P – давление в системе «газ – конденсированная фаза», МПа; B – поправка на неидеальность «раствора» водяного пара в газе, определяемая по уравнению (5), г/нм³ · МПа.

Давление насыщенного пара над растворами гликоля определяется по уравнению:

$$P_g^p = P_g^0 \cdot x \cdot \gamma, \quad (2)$$

где P_g^0 – давление насыщенного водяного пара над чистой водой, Па; x – мольная доля воды в растворе; γ – коэффициент активности воды в растворе.

Давление насыщенного пара P_g^0 может быть определено аналитическим путём по уравнению:

$$P_g^0 = \exp\left(23,240708 - \frac{3853,976}{T - 44,1579}\right), \quad (3)$$

где P_g^0 – давление насыщенного пара, Па; T – температура газа, °К.

Зависимость коэффициента активности воды от температуры и концентрации раствора диэтиленгликоля выражается уравнением Ван-Лаара:

$$\gamma = \exp \frac{-2,3}{\left(m \cdot \frac{x}{1-x} + n\right)^2 \cdot T}, \quad (4)$$

где $m = 0,0245$, $n = 0,137$.

Величина поправки на неидеальность «раствора» водяного пара в газе зависит от температуры и выражается уравнением:

$$B = \exp[0,06858 \cdot (0,01 \cdot t)^4 - 0,3798 \cdot (0,01 \cdot t)^3 + 1,06606 \cdot (0,01 \cdot t)^2 - 2,00075 \cdot (0,01 \cdot t) + 4,2216]. \quad (5)$$

Результаты расчёта сведены в таблицу.

x_i	P_e^0	γ	P_e^0	W_i^M , мг/м ³	y_i
0,0562	3188	0,669	117,52	22,77	0,000031
0,1908	3188	0,685	409,3	79,28	0,000108

8) В нашем случае при прямых оперативной линии и кривой равновесия можно рассчитывать число единиц переноса аналитически по формуле:

$$N_{Oz} = \int_{y_2}^{y_1} \frac{d_y}{y - m \cdot \left(x_1 - \frac{(y_1 - y)}{\bar{l}} - e \right)} = \frac{1}{1 - \frac{m}{\bar{l}}} \cdot \ln \frac{y_1 - y_1^*}{y_2 - y_2^*}, \quad (6)$$

где \bar{l} – тангенс угла наклона оперативной линии; m – тангенс угла наклона линии равновесия.

$$m = \frac{y_1^* - y_2^*}{x_1 - x_2} = \frac{0,000108 - 0,000031}{0,1908 - 0,0562} = 0,000572.$$

Тангенс угла наклона оперативной линии:

$$\bar{l} = \frac{y_1 - y_2}{x_1 - x_2} = \frac{0,000914 - 0,000053}{0,1908 - 0,0562} = 0,00640.$$

Тогда

$$N_{Oz} = \frac{1}{1 - \frac{0,000572}{0,00640}} \cdot \ln \frac{0,000914 - 0,000108}{0,0000530 - 0,000031} = 1,098 \cdot \ln 39,36 = 1,098 \cdot 3,67 = 4,03.$$

9) Определим высоту единицы переноса (ВЭП) по формуле:

$$h_{Oz} = h_e + \frac{1}{A} \cdot h_{ж}, \quad (7)$$

где h_e – ВЭП из газовой фазы; $h_{ж}$ – ВЭП воды в ядро жидкой фазы; A – абсорбционный фактор.

Для структурированной (регулярной) насадки h_e определяется по уравнению Гильденблата:

$$h_e = 1,5 \cdot d_{экв} \cdot Re_e^{0,26} \cdot (Pr_\partial)^{0,666} \cdot \left(\frac{\ell}{d_{экв}} \right)^{0,47}, \quad (8)$$

где $d_{экв}$ – эквивалентный диаметр насадки, м; Re_e – критерий Рейнольдса для газовой фазы; Pr_∂ – диффузионный критерий Прандтля; ℓ – высота элемента насадки, м.

Эквивалентный диаметр насадки определяется:

$$d_{\text{экв}} = \frac{4 \cdot \varepsilon}{a} = \frac{4 \cdot 0,96}{250} = 0,01536 \text{ м};$$

$$Re_z = \frac{4 \cdot w_z}{a \cdot \mu_z}, \quad (9)$$

где w_z – массовая скорость газа на полное сечение аппарата; a – удельная поверхность насадки, $\text{м}^2/\text{м}^3$; μ_z – вязкость газа в рабочих условиях, $\text{Па} \cdot \text{с}$ (принимается $\mu_z = 12,32 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$).

$$w_z = \frac{G \cdot \rho_0}{3600 \cdot 0,785 \cdot D_{\text{ап}}^2} = \frac{300000 \cdot 0,072}{3600 \cdot 0,785 \cdot 1,8^2} = 23,60 \text{ кг/м}^2 \cdot \text{с};$$

$$Re_z = \frac{4 \cdot 23,6}{250 \cdot 12,32 \cdot 10^{-6}} = 0,0306 \cdot 10^6;$$

$$Pr_{\partial} = \frac{\mu_z}{\rho_z \cdot D_z}, \quad (10)$$

где ρ_z – плотность газа в рабочих условиях, кг/м^3 (плотность газа в рабочих условиях принимаем $\rho_z = 35,55 \text{ кг/м}^3$); D_z – коэффициент диффузии в газовой фазе, $\text{м}^2/\text{с}$.

По формуле Джилланда:

$$D_z = \frac{4,35 \cdot 10^{-8} \cdot T_{\text{абс}}^{1,5}}{P_{\text{абс}} \cdot (v_{\text{в}}^{1/3} + v_z^{1/3})^2} \cdot \sqrt{\frac{1}{M_{\text{в}}} + \frac{1}{M_z}}, \quad (11)$$

где $P_{\text{абс}}$ – давление, МПа ; $v_{\text{в}}$ – мольный объем воды, $\text{см}^3/\text{моль}$; v_z – мольный объем газа (метана), $\text{см}^3/\text{моль}$.

Определим мольные объемы воды и метана:

$$v_{\text{в}} = 18,9; \quad v_z = 14,8 + 4 \cdot 3,7 = 29,6.$$

$M_{\text{в}} = 18$; $M_z = 16$ – мольные массы воды и метана, тогда:

$$D_z = \frac{4,35 \cdot 10^{-8} \cdot 298^{1,5}}{5,0 \cdot (18,9^{1/3} + 29,6^{1/3})^2} \cdot \sqrt{\frac{1}{18} + \frac{1}{16}} = 0,00465 \cdot 10^{-4} = 0,465 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

$$Pr_{\partial} = \frac{12,7 \cdot 10^{-6}}{0,00465 \cdot 10^{-6} \cdot 35,55} = 0,768.$$

Тогда ВЕП в газовой фазе:

$$h_z = 1,5 \cdot 0,01536 \cdot (0,0306 \cdot 10^6)^{0,26} \cdot (0,768)^{0,666} \cdot \left(\frac{0,035}{0,01536}\right)^{0,47} =$$

$$= 1,5 \cdot 0,01536 \cdot 14,66 \cdot 0,839 \cdot 1,47 = 0,416 \text{ м}.$$

Определим высоту единицы переноса в жидкой фазе:

$$h_{ж} = 119 \cdot \left(\frac{\mu_{ж}^2}{\rho_{ж} \cdot g} \right)^{0,333} \cdot Re_{ж}^{0,25} \cdot (Pr_{жД})^{0,5}; \quad (12)$$

$$\mu_{ж} = 28,8 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$\rho_{ж} = 1115 \text{ кг/м}^3.$$

$$Re_{ж} = \frac{4 \cdot W_{ж}}{a \cdot \mu_{ж}}; \quad (13)$$

$$Re_{ж} = \frac{4 \cdot 0,295}{250 \cdot 28,8 \cdot 10^{-3}} = 0,164;$$

$$Pr_{жД} = \frac{\mu_{ж}}{\rho_{ж} \cdot D_{ж}}. \quad (14)$$

$v_B = D_{ж}$ – коэффициент диффузии воды в ДЭГе:

$$D_{ж} = \frac{1 \cdot 10^{-6}}{A \cdot B \cdot \sqrt{\mu} \cdot (v_A^{1/3} + v_B^{1/3})^2} \cdot \sqrt{\frac{1}{M_A} + \frac{1}{M_B}}, \quad (15)$$

где $A = 1$ (для воды в паровой фазе); $B = 2,5$ (для диэтиленгликоля); v_A – мольный объем воды (пара) ($v_A = 18,9$); v_B – мольный объем ДЭГа.

По промысловым данным для ДЭГа (C4H10O3) $4 \cdot 14,8 + 37 \cdot 10 + 3 \cdot 11 = 129,2$.

$$D_{20ж} = \frac{1 \cdot 10^{-6}}{1 \cdot 2,5 \cdot \sqrt{28,8} \cdot (18,9^{0,333} + 129,2^{0,333})^2} \cdot \sqrt{\frac{1}{18} + \frac{1}{106,1}} = \frac{1 \cdot 10^{-6} \cdot 0,255}{791,0} = 0,000322 \cdot 10^{-6}$$

Для температуры 25 °С пересчитаем $D_{20ж}$ по формулам:

$$D_{25} = D_{20} \cdot \left[1 + \frac{0,2 \cdot \sqrt{\mu_{20}}}{\rho^{1/3}} \cdot (25 - 20) \right] = 0,000322 \cdot 10^{-6} \cdot \left[1 + \frac{0,2 \cdot \sqrt{28,8}}{1115^{0,333}} \right] = 0,000489 \cdot 10^{-6};$$

$$Pr_{жД} = \frac{28,8 \cdot 10^{-3}}{1115 \cdot 0,000489 \cdot 10^{-6}} = 52,8 \cdot 10^3.$$

Тогда

$$h_{ж} = 119 \cdot \left(\frac{(28,8 \cdot 10^{-3})^2}{1115^2 \cdot 9,81} \right)^{0,333} \cdot 0,164^{0,25} (52,8 \cdot 10^3)^{0,5} =$$

$$= 0,04895 \cdot 0,636 \cdot 224,8 \cdot 0,000411 = 7,15 \text{ м}.$$

A – фактор абсорбции:

$$A = \frac{L}{G \cdot m},$$

где L , G – массовый расход жидкости ДЭГа и газа; m – средний наклон линии равновесия ($m = 0,000572$):

$$A = \frac{4500}{300000 \cdot 0,72 \cdot 0,000572} = 36,42;$$

$$h_{02} = 0,416 + \frac{1}{36,42} \cdot 7,15 = 0,416 + 0,196 = 0,612 \text{ м.}$$

Общая расчётная высота насадки:

$$H_{нас} = 4,03 \cdot 0,612 = 2,47 \text{ м.}$$

Таким образом, принятая ранее по конструктивным соображениям высота слоя структурированной насадки $H = 3,2$ м в массообменной части аппарата больше расчётного значения, что позволяет обеспечить требуемую глубину осушки газа в модернизированном аппарате.

В заключение можно сделать следующие основные выводы:

1. Основной технологический эффект происходит в результате проведения модернизации абсорбера, применяемого для осушки газа на УКПГ-9 Ямбургского месторождения и достигается за счёт сокращения потерь гликоля с газом.

2. Экономия потерь гликоля одного абсорбера за весь расчётный период составит 642 тыс. руб.

3. Затраты на проведение инновации окупаются уже через год после модернизации абсорбера.

4. Мероприятие по модернизации на УКПГ-9 Ямбургского месторождения можно производить, не опасаясь риска убытков.

Литература:

1. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной переработки газа УКПГ-9 Ямбургского НГКМ. ОАО «ЮжНИИгазпрогаз» 2006 г. ООО «ЯГД» ОАО «Газпром». Согласован гл. инженером проекта ОАО «ЮжНИИгазпрогаз» А.С. Черниковым, гл. инженером ОАО «ЮжНИИгазпрогаз» В.В. Коломийцевым, начальником ГПУ ООО «Ямбурггаздобыча» А.А. Дьяковым, утвержден гл. инженером ООО «ЯГД» З.С. Салиховым.

2. Коррективы к проекту разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ (протокол от 20.03.2007 г. № 14-р/2007).

3. Истомин В.А. Основные проблемы совершенствования качества подготовки газа на северных месторождениях России // Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» о ходе работ по обеспечению качества добываемого газа, транспортируемого и поставляемого потребителям, в том числе и на экспорт, природного газа (ВНИИГаз, февраль 1998 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1998.

4. Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С., Шампурова Л.И. Продукция газовой промышленности: основные требования к качеству и методы контроля качества. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1994.

5. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л. : Недра, 1980.

6. Туревский Е.Н. Критерий качества подготовки газа к транспорту // Газовая промышленность. – 1993. – № 2.

7. Халиф А.Л. и др. Приборы для определения влажности газа. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1995 (Обзорная информация. Серия: Подготовка, переработка и использование газа).

8. Ланчаков Г.А., Дудов А.Н., Кульков А.Н., Гузов В.Ф., Толстов В.А., Салихов Ю.Б., Ставицкий В.А. Анализ работы основного технологического оборудования Уренгойского ГКМ // Материалы НТС «Анализ работы модернизированного оборудования на действующих промыслах и использование современных технологий и оборудования на новых месторождениях Западно-Сибирского региона» (г. Саратов). – М. : РАО «Газпром», 1996.

9. Истомин В.А., Ефимов Ю.Н. Усовершенствованная технологическая схема двухстадийной абсорбционной осушки газа на северных месторождениях // Сб.: «Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера». – М. : ВНИИГАЗ, 1995.

10. Бекиров Т.М., Мурин В.И., Сулейманов В.А., Сидорина В.П. О взаимосвязке показателей УКПГ и МГ // Газовая промышленность, 1989.

11. Салихов З.С., Андреев О.П., Ершов А.А. и др. Анализ результатов опытных работ по модернизации абсорберов с целью повышения эффективности осушки // Сборник материалов НТС ОАО «Газпром» (г. Надым, апрель 2001 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2001.

12. Толстов В.А. Опыт работы сепарационного оборудования в компрессорный период

эксплуатации месторождений и основные направления его дальнейшего совершенствования // Сборник материалов НТС ОАО «Газпром» (г. Надым, апрель 2001 года). – М. : «ИРЦ Газпром», 2001.

13. Ананенков А.Г., Демин В.М., Салихов З.С. и др. Анализ и перспективы модернизаций десятиmillionных абсорберов гликолевой осушки в целях поддержания высокого качества продукции ООО «Ямбурггаздобыча» // Сборник материалов НТС ОАО «Газпром» (г. Ямбург, май 2000 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2000.

14. Зайцев Н.Я., Салихов З.С., Шевелев С.А. и др. Анализ результатов промышленных испытаний и перспектив модернизации абсорберов МФА П «Ямбурггаздобыча» на основе новых адаптированных расчетно-эмпирических методов оценки эффективности сепарационных и массообменных тарелок // Сборник материалов НТС ОАО «Газпром» (г. Ноябрьск, май 1999 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1999.

15. Дудов А.Н., Кульков А.Н., Ставицкий В.А., Ефимов Ю.Н., Истомин В.А. Обеспечение качества подготовки углеводородного сырья, добываемого на промыслах Уренгойского ГКМ // Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» «О ходе работ по обеспечению качества добываемого газа».

16. Истомин В.А. Основные проблемы совершенствования качества подготовки газа на северных месторождениях России // Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» «О ходе работ по обеспечению качества добываемого газа, транспортируемого и поставляемого потребителям, в том числе и на экспорт, природного газа» (ВНИИГаз, февраль 1998 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1998.

17. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения [Электронный ресурс]. – URL : <http://refleader.ru/jgemermerbew.html>

18. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2001. – 603 с.

19. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.

References:

1. Production schedules of operation of installation of complex conversion of UKPG-9 gas of Yamburg gas field. JSC Yuzhniigiprogaz of 2006 of LLC YaGD of JSC Gazprom. The hl. is approved engineer of the project of JSC Yuzhniigiprogaz A.S. Chernikov, hl. the engineer of JSC Yuzhniigiprogaz V.V. Kolomiytsev, the chief of GPU of LLC Yamburggazdobycha A.A. Dyakonov, approved hl. engineer of LLC YaGD Z.S. Salikhov.

2. Amendments to the project of development of a Cenomanian deposit of Yamburg gas field (the protocol of 20.03.2007 No. 14-r/2007).

3. Istomin V.A. The main problems of a quality excellence of preparation of gas on northern fields of Russia // Materials of scientific and technical council of RJSC Gazprom About a progress in quality assurance of the extracted gas transported and delivered to consumers including for export, natural gas (VNIIGAZ, February, 1998). – М. : LLC «IRTs Gazprom», 1998.

4. Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleymanov R.S., Shampurova L.I. Products of the gas industry: main quality requirements and methods of quality control. – М. : LLC «IRTs Gazprom», 1994.

5. Gukhman L.M. Preparation of gas of northern gas fields for distant transport. – L. : Subsoil, 1980.

6. Turevsky E.N. Criterion of quality of training of gas to transport // Gas industry. – 1993. – № 2.

7. Caliph A.L., etc. Devices for determination of humidity of gas. – М. : LLC «IRTs Gazprom», 1995 (Survey information. Series: Preparation, conversion and use of gas).

8. Lanchakov G.A., Dudov A.N., Kulkov A.N., Guzov V.F., Tolstov V.A., Salikhov Yu.B., Stavitsky V.A. Job analysis of the capital processing equipment of the Urengoy GKM // Materials NTS «Job Analysis of the Upgraded Equipment on the Operating Crafts and Use of Modern Technologies and the Equipment on New Fields of the West Siberian Region» (Saratov). – М. : «RJSC Gazprom», 1996.

9. Istomin V.A., Yefimov Yu.N. The advanced technological scheme of a two-phasic absorbing osushka of gas on northern fields // Sat.: «Urgent problems of development of gas fields of Far North». – М. : VNIIGAZ, 1995.

10. Bekirov T.M., Murin V.I., Suleymanov V.A., Sidorina V.P. About an agreement of indicators of the GPP and MG // Gas industry, 1989.

11. Salikhov Z.S., Andreyev O.P., Yershov A.A., etc. The analysis of results of pilot works on upgrade of absorbers for the purpose of increase in efficiency of an osushka // Collection of materials NTS JSC Gazprom (Nadym, April, 2001). – М. : LLC «IRTs Gazprom», 2001.

12. Tolstov V.A. A work experience of the separation equipment during the compressor period of operation of fields and the main directions of its further enhancement // Collection of materials NTS JSC Gazprom (Nadym, April, 2001). – M. : «IRTs Gazprom», 2001.

13. Ananenkov A.G., Dyomin V.M., Salikhov Z.S., etc. The analysis and the prospects of upgrades of ten-million absorbers of the glycoleft osushka for the purpose of high-quality maintenance of products of LLC Yamburggazdobycha // Collection of materials NTS JSC Gazprom (Yamburg, May, 2000). – M. : LLC «IRTs Gazprom», 2000.

14. Hares N.Ya., Salikhov Z.S., Shevelyov S.A., etc. The analysis of results of industrial testing and the prospects of upgrade of absorbers of MFA P Yamburggazdobycha on the basis of new adapted settlement and empirical evaluation methods of efficiency of separation and mass-exchanged plates // Collection of materials NTS JSC Gazprom (Noyabrsk, May, 1999). – M. : LLC «IRTs Gazprom», 1999.

15. Dudov A.N., Kulkov A.N., Stavitsky V.A., Yefimov Yu.N., Istomin V.A. Quality assurance of preparation of the hydrocarbonic raw materials extracted on crafts of the Urengoy GKM // Materials of scientific and technical council of RJSC Gazprom «About progress in quality assurance of the extracted gas».

16. Istomin V.A. The main problems of a quality excellence of preparation of gas on northern fields of Russia // Materials of scientific and technical council of RJSC Gazprom «About progress in quality assurance of the extracted gas transported and delivered to consumers including for export, natural gas» (VNIIGAZ, February, 1998). – M. : LLC «IRTs Gazprom», 1998.

17. Efficiency analysis of preparation of gas on UKPG-9 of Yamburg gas field [An electronic resource]. – URL : <http://refleader.ru/jgemermerbew.html>

18. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in case of a construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC «Prosveshcheniye-Yug», 2001. – 603 p.

19. Kusov G.V., Savenok O.V. Upgrade of low-temperature separators on the Urengoy gas-condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 2. – P. 179–197.