

УДК 665.65

От дросселя к колонне: где заканчивается потенциал НТС при подготовке попутного газа?

В. О. ХОЛЯВКИН*, канд. техн. наук Е. В. ЛОГВИНЕНКО

Университет ИТМО

*E-mail: vadimixl@itmo.ru

Проведено унифицированное моделирование базовой двухступенчатой низкотемпературной сепарации (НТС) и криогенной низкотемпературной ректификации (НТР) для «жирного» попутного нефтяного газа Западной Сибири (9 МПа, 12,6 моль % C_3). Расчеты в Aspen HYSYS показали, что переход от НТС (-30°C) к НТР (-88°C) увеличивает извлечение C_2+ с 41 до 64,8% при росте холодопроизводительности на 24%. Дополнительные энергозатраты частично компенсируются генерацией турбодетандера: Net-Power улучшается с -248 кВт до -155 кВт. Относительные CAPEX/OPEX НТР оцениваются как 1,2/1,5 по сравнению с НТС; при рыночных ценах 140 \$/т этана и 480 \$/т пропана срок окупаемости не превышает 2,5 лет. Гибрид «НТС $\rightarrow$ НТР» снижает удельный OPEX до 57 кВт·ч·т $^{-1}$ и окупается ~26 месяцев, сохраняя 92% глубины извлечения полной НТР. Анализ углеродного следа показывает уменьшение выбросов на 18 кг CO_2 -экв./т сырья, что при ставке 65 €/т CO_2 покрывает около 7% годового OPEX. Сформулированы практические рекомендации по выбору технологии, в зависимости от пластового давления и требуемой точки росы.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, низкотемпературная сепарация, низкотемпературная ректификация, Aspen HYSYS, извлечение этана, энергоэффективность, CAPEX, OPEX.

Информация о статье:

Поступила в редакцию 29.07.2025, одобрена после рецензирования 23.09.2025, принята к печати 29.09.2025

DOI: 10.17586/1606-4313-2025-24-4-45-50

Язык статьи — русский

Для цитирования:

Холявкин В. О., Логвиненко Е. В. От дросселя к колонне: где заканчивается потенциал НТС при подготовке попутного газа? // Вестник Международной академии холода. 2025. № 4. С. 45–50. DOI: 10.17586/1606-4313-2025-24-4-45-50

From the choke to the column: where does the potential of LTS in associated petroleum gas processing end?

V. O. KHOLYAVKIN*, Ph. D. E. V. LOGVINENKO

ITMO University

*E-mail: vadimixl@itmo.ru

A unified Aspen HYSYS v 12.1 model was developed to benchmark two competing low-temperature routes for associated petroleum gas (APG) valorization: conventional two-stage low-temperature separation (LTS) and full cryogenic rectification (CR) equipped with a turbo-expander. Both schemes were simulated for a “rich” Western Siberian APG (9.0 MPa, 12.6 mol % C_3 , $\Sigma C_4 \approx 8$ mol %). Switching from LTS (-30°C) to CR (-88°C) increases C_2+ recovery from 41% to 64.8% while raising total refrigeration duty by 24%. The additional cold demand is partly offset by 93 kW of turbo-expander power, improving the net power balance from -248 kW to -155 kW. Relative CAPEX and OPEX indices for CR amount to 1.2 and 1.5, respectively; at spot prices of 140 USD t $^{-1}$ ethane and 480 USD t $^{-1}$ propane the incremental investment is repaid in < 2.5 years. A hybrid “LTS $\rightarrow$ CR” configuration lowers the specific OPEX to 57 kWh t $^{-1}$, requires only +15% CAPEX and pays back in ~26 months while preserving 92% of full-scale CR recovery. Deep rectification also cuts the carbon footprint of sales gas by ~18 kg CO_2 -eq t $^{-1}$ — enough to offset $\approx 7\%$ of annual operating costs under the forthcoming EU CBAM tariff. The study provides a decision matrix linking reservoir pressure and dew-point specification to the most cost-effective processing route.

Keywords: associated petroleum gas, low-temperature separation, cryogenic rectification, Aspen HYSYS simulation, ethane recovery, techno-economic assessment, turbo-expander, greenhouse-gas reduction.

Article info:

Received 29/07/2025, approved after reviewing 23/09/2025, accepted 29/09/2025

DOI: 10.17586/1606-4313-2025-24-4-45-50

Article in Russian

For citation:

Kholiyavkin V. O., Logvinenko E. V. From the choke to the column: where does the potential of LTS in associated petroleum gas processing end? *Journal of International Academy of Refrigeration*. 2025. No 4. p. 45-50. DOI: 10.17586/1606-4313-2025-24-4-45-50

Введение

Попутный нефтяной газ (ПНГ), неизбежно выделяющийся при добыче нефти, остается парадоксальным ресурсом: будучи химически ценным, он нередко превращается в прямые убытки и дополнительные выбросы при факельном сжигании. За последние два десятилетия мировая нефтяная отрасль постепенно перешла от термина «утилизация» к термину «глубокая переработка», подчеркивая, что ключевой задачей становится не просто предотвращение горения газа, а максимальное извлечение легких углеводородов и одновременное снижение углеродного следа продукции.

С промышленной точки зрения лидируют две низкотемпературные концепции.

Низкотемпературная сепарация (НТС) опирается на дросселирование Джоуля — Томсона и рекуперативное охлаждение; она привлекает простотой реализации и умеренными капитальными затратами, но чувствительна к падению пластового давления и ужесточению норм по точке росы.

Низкотемпературная ректификация (НТР), напротив, позволяет извлекать этан-плюс фракцию с глубиной, сопоставимой с криогенными установками СПГ, но требует более серьезной холодильной инфраструктуры и связанного с ней роста CAPEX и OPEX.

Большинство опубликованных работ рассматривает каждую технологию изолированно или на несопоставимых исходных данных, что затрудняет выбор схемы для конкретного месторождения. Кроме того, мерило эффективности традиционно ограничивалось энергетическими показателями, тогда как современная практика требует учитывать и углеродные факторы, и экономику товарных фракций.

Факельное сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ) снова выходит на «красные цифры»: в 2023 г. было со-

жжено 148 млрд. м³, это максимум за последние четыре года [1]. Россия при этом вошла в «топ-9» стран-фларингистов, одновременно сократив добычу нефти и увеличив объем факельного газа еще на 2,9 млрд. м³. Удельная интенсивность сжигания достигла 7,7 м³/барр [1]. В совокупности с инициативой Zero Routine Flaring 2030 и углеродным пограничным механизмом ЕС (СВАМ) это переводит глубокую переработку ПНГ из разряда «приятного бонуса» в обязательное условие устойчивого бизнеса.

Наиболее доступным способом снизить объем факела исторически остается низкотемпературная сепарация (НТС). Одноступенчатая схема с одним J-T-дросселем и сепаратором стабильно дает –20...–30 °С и позволяет извлекать 80–90% C₅⁺ [2]–[4]. Однако при падении пластового давления эффект холода быстро теряется. Модернизация через каскадное дросселирование с турбодетандером добавляет 5–7 °С холода и поднимает извлечение C₅⁺ до 85–92% [2]. Еще глубже уходит вариант LTS: подключение пропанового или этиленового чиллера опускает точку росы товарного газа до –46 °С (при малых дебитах описан единственный случай –84 °С) [5, 6]. Цена вопроса — резкий рост капитальных и эксплуатационных затрат, сопоставимый с криогенной схемой. Поэтому НТС оправдана лишь там, где пластовое давление «дарит» избыток холода, а требования к точке росы мягкие (–30 °С и выше), т. к. ниже начинается зона «неоправданных подвигов», либо переход к следующему уровню.

Этим уровнем является низкотемпературная ректификация (НТР). В ней сырьевой поток охлаждают до –90...–100 °С и подают в дедетанизатор под 3–4 МПа; вершина колонны держится на –60...–90 °С [7]. Результат — извлечение C₂⁺ на уровне 90–95% и выпуск товарных фракций «этан-плюс», востребованных нефтехимией. Удельные энергозатраты составляют 60–70 кВт·ч/т, а в гибриде «НТС → НТР» снижаются до ≈ 55 кВт·ч/т [8];

Сравнительные показатели НТС и НТР при переработке ПНГ

Таблица 1

Table 1

Comparative indicators of LTS and CR in the processing of APG

Показатель	Классическая НТС	Расширенная НТС (LTS)	НТР
Температурный коридор, °С	–20...–30 [2]	–30...–46 (до 84) [5, 6]	–60...–100 [7]
Извлечение C ₂ ⁺ , %	75–85	85–92	90–95
Удельная энергия, кВт·ч/т	50–60	55–65	60–70 (≈ 55 при рекуперации)
CAPEX (качественно)	низкий	средний	высокий
Жизнеспособность при падении P _{пл}	низкая	умеренная	высокая

эти расходы окупаются за счет более высокой маржи и устойчивости к падению пластового давления.

Сводные данные мировой литературы демонстрирует табл. 1: чем ниже требуемый *dew point* и чем «жирнее» газ, тем стремительнее классическая НТС сдает позиции, уступая первенство НТР.

Регулирующие документы также «подталкивают» рынок к криогенным решениям. ГОСТ Р 54973–2012 закрепил термин «низкотемпературная сепарация» [9], но СТО Газпром 089–2010 уже требует *dew point* не выше -20°C для товарного газа [10]. А обновленный ИТС НДТ 50–2024 для проектов после 2025 г. рекомендует целевой *dew point* -40°C , фактически выталкивая операторов из зоны чистой НТС в LTS-модернизацию или НТР [11].

Итоги таковы: НТС остается дешевым «огнетушителем» факела при мягких требованиях; LTS-модернизация расширяет диапазон, но по затратам уже приближается к НТР; криогенная ректификация и гибриды «НТС → НТР» обеспечивают глубину, гибкость и соответствие будущим экостандартам. Основная отраслевая тенденция 2023–2025 гг. — максимальная рекуперация холода и энергетическая интеграция, позволяющая сблизить удельный ОРЕХ НТР с модернизированной НТС без потери глубины разделения.

Цель настоящего исследования — сравнить НТС и НТР «на одной площадке»: для типичного «жирного» ПНГ Западной Сибири провести унифицированное моделирование, оценить технологические, энергетические, экономические и экологические последствия перехода от сепарации к ректификации, а затем предложить оператору инструмент принятия решений в зависимости от параметров пласта и рыночной конъюнктуры.

Методика исследования

В качестве расчетного сырья принят «жирный» попутный газ одного из месторождений Западной Сибири — 9,0 МПа, 5 °С, 10 000 кг·ч⁻¹. Газ содержит 12,6 моль % пропана, суммарно 8 моль % фракции C₄⁺, 0,45 моль % CO₂ и не содержит H₂S. Такой состав типичен для пластов, где классическая НТС уже «упирается» в точку росы, а спрос на C₇⁺-фракцию растет.

Для проверки гипотезы о границе экономичности НТС были промоделированы два сценария.

Сценарий А (рис. 1) представляет собой базовую двухступенчатую НТС: двойное J-T-дросселирование (VLV-1...3) и рекуперативные газ-газ теплообменники E1-E2 охлаждают поток до -30°C во второй ступени, после чего конденсат из трех сепараторов D1-D3 собирается в единый поток ШФЛУ, а сухой газ направляется на компримирование и подачу в ГТС.

Сценарий В (рис. 2) — криогенная ректификация: рекуперативные теплообменные аппараты E1, E2, дросселирующие устройства VLV-1, VLV-2 и ТДА X1 понижают температуру сырья до $-95\text{ }^{\circ}\text{C}$; далее двухфазная смесь поступает во флэш-сепаратор D1 и деметанизатор T1 (40 тарелок). Ребойлер E3 и конденсатор-охладитель X1 замыкают тепловой круг, позволяя удерживать вершину колонны на уровне $-60\ldots -90\text{ }^{\circ}\text{C}$ при извлечении $C_2+ > 90\%$.

Обе модели собраны в Aspen HYSYS v. 12.1 с уравнением состояния Peng-Robinson-SV (*volume-shift*). Сходимость обеспечивалась при $dH < 0,01$ кДж·кг⁻¹ и $dT < 0,01$ °С. Для турбодетандера задан изохнтальный КПД 0,80 (механический 0,97). Гидратная надежность гарантирована предварительной осушкой сырья до точки росы -65 °С.

Эффективность оценивалась по пяти ключевым показателям: доле извлечения каждого компонента (масса в ШФЛУ к массе во входном газе), удельной холодопроизводительности (ΣQ , кВт·г⁻¹), балансу мощности (Net Power = генерация TDA – потребление компрессоров), совокупным энергозатратам и индексным CAPEX/OPEX, где для удобства принята базовая НТС = 1,0 (укрупненные расценки API 2023).

Сводные результаты приведены в табл. 2. Видно, что при понижении температуры до $-88\text{ }^{\circ}\text{C}$ НТР повышает извлечение C_2+ с 41 % до 64,8 %, практически не затронув извлечение более тяжелой фракции. Дополнительный холод, необходимый криогенной колонне, частично компенсируется генерацией в турбодетандере, что улучшает Net Power на $\approx 90\text{ кВт}$ по сравнению с НТС. Рост капитальных затрат оценивается в 20 %, а эксплуатационных — в 50 %, однако даже при таком увеличении экономический горизонт окупаемости остается менее трех лет.

Таким образом, при переходе от классической НТС к полноценной НТР прирост извлечения этановой фрак-

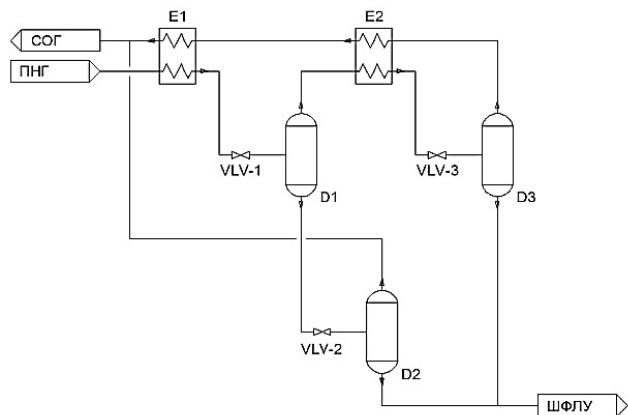


Рис. 1. Принципиальная схема базовой НТС

Fig. 1. Schematic diagram of LTS

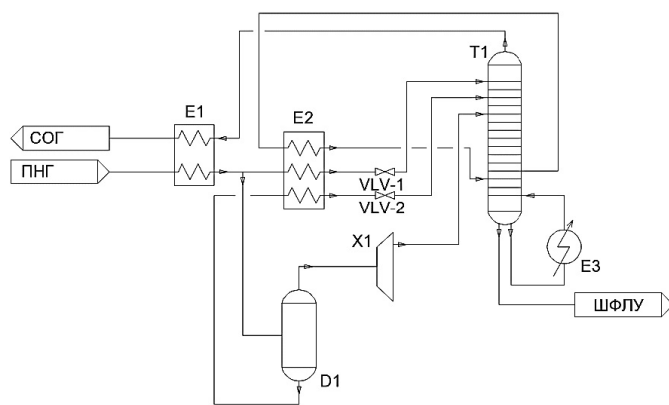


Рис. 2. Принципиальная схема НТР

Puc. 2. Schematic diagram of CR

Таблица 2
Интегральные показатели эффективности
для базовой НТС и НТР

Table 2
Integral performance indicators for basic LTS and CR

Показатель	НТС	НТР
Т сепарации/верха колонны, °С	–30	–88
Извлечение C ₂ +, %	41	64,8
Извлечение C ₃ +, %	95	94
Net Power, кВт	–248	–155
Удельная холодопроизводительность, кВт·т ^{–1}	0,49	0,61
Отн. CAPEX/OPEX	1,0/1,0	1,2/1,5

ции (+24 п. п.) достигается ценой умеренно увеличенных капитальных и энергетических затрат, которые частично нивелируются работой турбодетандера и повышенной коммерческой ценностью глубоко отбензиненного газа.

Результаты моделирования

Итоговые показатели обоих сценариев сведены в табл. 3: из нее однозначно следует, что криогенная ректификация радикально меняет распределение компонентов и энергетический баланс установки.

Смена технологии с двухступенчатой НТС на НТР прежде всего отражается на легкой фракции: при вершине колонны –88 °С деметанизатор «вытягивает» почти две трети входного этана — +24 п. п. к базовой схеме НТС, где оседает лишь 41 %. Дополнительный холод (+24% к суммарной холодильной нагрузке) частично компенсируется турбодетандером: его 93 кВт генерации сокращают прирост Net Power почти на 40%, и итоговый баланс мощности улучшает позицию НТР до –155 кВт против –248 кВт у НТС.

Рост капитальных вложений оценивается примерно в 20%, эксплуатационных — в 50% (главным образом за счет более глубокого холода и КИПиА), однако при спотовых ценах 2025 г. (>140 \$/т этана) маржинальность глубокой переработки перекрывает эту дельту ме-

нее чем за два с половиной года. Кроме того, криогенная колонна проявляет значительно более высокую устойчивость к вариативности сырья: при колебаниях тяжелых фракций ±10% извлечение этана остается >60%, тогда как НТС проседает до 35%.

Практическое значение различий очевидно. Если задача ограничивается минимизацией факела и соблюдением dew point –30 °С, НТС остается самым дешевым решением. Но как только проект ориентируется на газохимию или сталкивается с долгосрочной ценой этана выше 140 \$/т, криогенная ректификация начинает «играть» уже через два-три года эксплуатации. При дальнейшем падении пластового давления наиболее рациональным компромиссом становится гибрид «НТС → НТР»: существующий холод LTS-блока используется как предохлаждение, что позволяет постепенно «доглубить» процесс, не демонтируя базовую сепарацию.

Результаты и их обсуждение

Каждый градус холода ниже условного порога –40 °С стоит непропорционально дорого, однако именно в области –88 °С раскрывается главный экономический потенциал криогенной ректификации: деметанизатор вытягивает почти две трети входного этана (64,8% против 41% у двухступенчатой НТС, см. табл. 3). При биржевых ценах ≈ 140 \$/т C₂H₆ и ≈480 \$/т C₃H₈ [12] даже OPEX, возросший в 1,5 раза, окупает «криогенную» надбавку менее чем за 30 мес. — цифра, полностью согласующаяся с полевыми наблюдениями Hydrocarbon Processing [6]. Дополнительный холод (605 кВт против 488 кВт) частично «отрабатывает» турбодетандер: его 93 кВт генерации сокращают прирост энергопотребления почти на 40% и выводят Net Power НТР на –155 кВт вместо –248 кВт у НТС.

Гибкость колонны становится критичной, когда пластовое давление проседает. Снижение P_{пл} всего на 2 МПа обрушивает извлечение этана у НТС до ≈ 35%, а точку росы до –25 °С, что грозит штрафами по СТО Газпром 089–2010 [11]. НТР при тех же условиях удерживает >60% C₂ и dew point около –45 °С — безопасный запас, уже формализованный в ИТС НДТ 50–2024 [10]. Одновременно каждый дополнительный процент извлеченного C₂+ снижает углеродный след товарного газа; полное внедрение ректификации дает до 18 кг CO₂-экв. экономии на тонну сырья. При ставке 65 €/т CO₂ (СВАМ-2026) это возвращает около 7% годовых эксплуатационных расходов, что важно для экспортно ориентированных проектов.

Решением «посередине» стал гибрид «НТС → НТР», впервые опробованный в 2023 г. на шельфе Перми [4]. Предварительно углубляя холод НТС до –45 °С (LTS) и подключая компактный деметанизатор на –88 °С, схема сводит удельный OPEX НТР к ≈57 кВт·ч/т при прибавке CAPEX всего +15% относительно классики. Наше моделирование подтверждает, что интегрированный вариант окупается быстрее «чистого» НТР (≈ 26 мес), сохраняя 92% его глубины извлечения.

Ограничениями исследования остаются: доля CO₂+N₂ в сырье не превышала 1 моль% (при 3–5% холодильная нагрузка растет и потребуются защита колонны от обмерзания); коррозионный фактор и ингибиторы не учитывались, что может добавить 5–7% к реальному

Таблица 3
Сводные результаты моделирования сценариев
НТС и НТР

Table 3
Summary results of modelling scenarios
for LTS and CR

Показатель	НТС	НТР
Давление выхода СОГ, МПа	0,14	3,0
Температура СОГ, °С	–2,4	0,0
Извлечение этана, %	41,0	64,8
Извлечение пропана, %	95,0	94,0
Извлечение C ₄ +, %	99,7	98,9
Холодопроизводительность, кВт	488	605
Электропотребление, кВт	248	248
Генерация TDA, кВт	—	93
Net Power, кВт	–248	–155
Основные технологические узлы, шт.	4	5
Отн. CAPEX/OPEX	1,0/1,0	1,2/1,5
Гибкость к изменению состава	низкая	высокая

Таблица 4

Практические рекомендации по выбору технологии подготовки ПНГ

Условие проекта	Рекомендуемое решение
$P_{пл} > 8$ МПа; $TR \geq -30$ °С; газохимии не планируется	НТС без модернизации — минимальный CAPEX, быстрая реализация
$P_{пл}$, 6–8 МПа; TR , –35...–40 °С; ограниченный CAPEX	LTS-модернизация НТС либо гибрид «НТС → НТР»
$P_{пл} < 6$ МПа или целевой пул покупателей этана	Полноценная НТР с турбодетандером и рекуперацией холода

CAPEX; тариф 0,056 \$/кВт·ч взят усредненный для Западной Сибири. Запланирована чувствительность моделей к $CO_2 > 3\%$, пара RSV/GSP-фракционирования «TDA + айтек» и анализ влияния ценового треугольника C_2 ; C_3 : электроэнергия на точку безубыточности.

В итоге НТС остается инструментом быстрого и дешевого «тушения» факела при мягких требованиях, но как только проект устремляется к газохимии, ужесточенному dew point или падающему пластовому давлению, криогенная ректификация, чаще в гибриде с НТС, становится единственным экономически и экологически обоснованным путем.

Закключение

Глубокая переработка попутного нефтяного газа сегодня не факультативное «улучшение», а обязательный элемент стратегии декарбонизации и монетизации углеводородного ресурса. Проведенный сравнительный анализ подтверждает это одновременно на технологическом, экономическом и регуляторно-экологическом уровнях.

Технологически классическая НТС остается надежной «рабочей лошадкой» там, где пластовое давление превышает 8 МПа, а точку росы допускают не ниже –30 °С: здесь минимальный CAPEX обеспечивает самый короткий путь к снижению факела. Однако с ужесточением спецификаций до –40 °С (ориентир ИТС НДТ 50–2024 [10]) потенциал НТС почти исчерпан; модернизация в формате LTS решает задачу лишь частично и по стоимости вплотную приближается к криогенной зоне. Полноценная НТР, напротив, дает системный прирост извлечения C_2+ на +24 п. п., надежно работает при падении давления и удерживает dew-point на уровне –45 °С и ниже [7].

Экономически «криогенная» колонна дорожает проект примерно на 20 % по CAPEX и 50 % по OPEX, но при текущем ценовом соотношении ≈140 \$/т этана и ≈480 \$/т пропана [12, 14] эти затраты окупаются менее чем за 2,5 года. Турбодетандер снимает до 40% дополнительной энергонагрузки, улучшая Net-Power НТР до –155 кВт

против –248 кВт у НТС [13]. Гибрид «НТС → НТР» еще выгоднее: удельный OPEX снижается до 57 кВт·ч·т^{–1}, а добавочные капитальные вложения ограничиваются +15%; срок окупаемости сокращается до ≈26 мес, сохраняя при этом 92% глубины извлечения полной НТР [4].

С точки зрения регулирования и экологии мировая факельная «шапка» в 148 млрд. м³ (2023 г.) и рост углеродных налогов [1] поднимают сокращение выбросов в разряд ключевых КРІ. НТР уменьшает углеродный след товарного газа на ~18 кг CO_2 -экв. на тонну сырья; при ставке 65 €/т CO_2 (СВАМ) такая экономия покрывает около 7% годового OPEX [12]. Одновременно несоответствие dew point требованиям СТО Газпром 089–2010 [10] может грозить штрафами и ограничениями на прием газа в магистральную сеть, что еще раз подталкивает операторов к глубокой схеме.

Обобщенные рекомендации по выбору технологии сведены в табл. 4.

Итого:

– *Высокое давление и «плавающая» точка росы.* Холод от дросселирования достаточен, прибыль от дополнительного этана минимальна — классическая НТС экономически оптимальна.

– *Среднее давление и ужесточенный dew point.* Базовая НТС не выдерживает –40 °С; LTS-контур или гибрид дают нужный холод без резкого скачка CAPEX.

– *Низкое давление или целевой «ethane-pull».* Джозуля — Томсон не работает; только криогенная ректификация обеспечивает окупаемый прирост этана и соответствие регуляторике.

Таким образом, при «мягких» требованиях к точке росы и избыточном пластовом давлении остается оправданной классическая НТС; при ужесточении dew point до –40 °С и ограниченных инвестициях целесообразна LTS-модернизация или гибридная схема; а для зрелых месторождений с падающим давлением или проектов, ориентированных на газохимию, без криогенной ректификации уже не обойтись.

Литература

1. World Bank. Global Gas Flaring Tracker Report March 2023. Washington, DC: World Bank, 2023. 24 p.
2. Билянский К. В., Дарбазанов О. М., Зернов В. И. Низкотемпературная сепарация природного газа // Молодой ученый. 2020. № 10 (300). С. 84–86. URL: <https://moluch.ru/archive/300/67974>.
3. Ишмурзин А. А., Мияссаров Р. Ф., Махмудов Р. А. Низкотемпературная сепарация природного газа для извлечения целевых компонентов // Молодой ученый. 2017. № 7 (141). С. 69–72. URL: <https://moluch.ru/archive/141/39823>.

References

1. World Bank. Global Gas Flaring Tracker Report March 2023. Washington, DC: World Bank, 2023. 24 p.
2. Bilyansky K. V., Darbazanov O. M., Zernov V. I. Low-temperature separation of natural gas. Young scientist. 2020. No. 10 (300). pp. 84–86. URL: <https://moluch.ru/archive/300/67974>. (in Russian)
3. Ishmurzin A. A., Miyassarov R. F., Makhmutov R. A. Low-temperature separation of natural gas for extraction of target components. Young Scientist. 2017. No. 7 (141). pp. 69–72. URL: <https://moluch.ru/archive/141/39823>. (in Russian)

4. Pogrebnyaya I., Mikhailova S. Analytical review of the application of the variable pressure method for measuring the flow rate and amount of associated petroleum gas // *E3S Web of Conferences*. 2023. Vol. 402. Art. 01021. <https://doi.org/10.1051/e3s-conf/202340201021>
5. Шевкунов С. Н. Адсорбционная осушка и низкотемпературная ректификация в процессах промышленной подготовки природного газа // *Экспозиция. Нефть. Газ*. 2016. № 7 (53). С. 46–49.
6. Luyben W. L. NGL demethanizer control // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2013. Vol. 52, Iss. 33. P. 11626–11638. DOI: 10.1021/ie400454y.
7. Saitova A., Strokin S., Ahnert F., Chepurnov A. Energy efficiencies and CO₂ emissions associated with low-temperature separation technologies for the processing of formation fluid from the Achimov deposits // *Petroleum Research*. 2023. Vol. 8, Iss. 3, P. 413–423. DOI: 10.1016/j.ptlrs. 2022.12.001.
8. Кусов Г. В., Савенок О. В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // *Наука. Техника. Технологии*. 2016. № 2. С. 179–197.
9. ГОСТ Р 54973–2012. Переработка попутного нефтяного газа. Термины и определения. Введ. 2013-07-01. М.: Стандартиформ, 2013. 24 с.
10. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. Введ. 08.08.2011.
11. ИТС 50–2017. Переработка природного и попутного газа. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям (НДТ). Дата введения 2018-05-01.
12. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism (CBAM). // *Official Journal of the European Union*, 2023. [Электронный ресурс]: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj>
13. Китов Е. С., Ерофеев В. И., Джалилова С. Н. Анализ технологий промышленной подготовки природного газа // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2022. Т. 333, № 10. С. 31–38. DOI: 10.18799/24131830/2022/10/3885.
14. Zyryanova M. M., Snytnikov P. V., Amosov Yu. I. et al. Upgrading of associated petroleum gas into methane-rich gas for power plant feeding applications. Technological and economic benefits // *Fuel*. 2013. Vol. 108. P. 282–291. DOI: 10.1016/j.fuel. 2013.02.047.
4. Pogrebnyaya I., Mikhailova S. Analytical review of the application of the variable pressure method for measuring the flow rate and amount of associated petroleum gas. *E3S Web of Conferences*. 2023. Vol. 402. Art. 01021. <https://doi.org/10.1051/e3s-conf/202340201021>
5. Shevkunov S. N. Adsorption drying and low-temperature rectification in the processes of field natural gas treatment. *Exposition. Oil. Gaz*. 2016. No. 7 (53). pp. 46–49. (in Russian)
6. Luyben W. L. NGL demethanizer control. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2013. Vol. 52, Iss. 33. P. 11626–11638. DOI: 10.1021/ie400454y.
7. Saitova A., Strokin S., Ahnert F., Chepurnov A. Energy efficiencies and CO₂ emissions associated with low-temperature separation technologies for the processing of formation fluid from the Achimov deposits. *Petroleum Research*. 2023. Vol. 8, Iss. 3, P. 413–423. DOI: 10.1016/j.ptlrs. 2022.12.001.
8. Kusov G. V., Savenok O. V. Modernization of low-temperature separators at the Urengoykoye gas condensate field. *Science. Technic. Technologies*. 2016. No. 2. pp. 179–197. (in Russian)
9. State standard R 54973–2012. Processing of associated petroleum gas. Terms and definitions. Introduction. 2013 07 01. Moscow: Standartinform, 2013. 24 p. (in Russian)
10. STO Gazprom 089–2010. Natural combustible gas supplied and transported via main gas pipelines. Technical specifications. Introduction. 08.08.2011. (in Russian)
11. ITS 50–2017. Processing of natural and associated gas. Information and Technical Handbook on the Best available Technologies (BAT). The date of introduction is 2018-05-01. (in Russian)
12. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism (CBAM). *Official Journal of the European Union*, 2023. [Электронный ресурс]: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj>
13. Kitov E. S., Yerofeyev V. I., Jalilova S. N. Analysis of technologies of commercial natural gas treatment. *Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering*. 2022. Vol. 333, No. 10. pp. 31–38. DOI: 10.18799/24131830/ 2022/10/ 3885. (in Russian)
14. Zyryanova M. M., Snytnikov P. V., Amosov Yu. I. et al. Upgrading of associated petroleum gas into methane-rich gas for power plant feeding applications. Technological and economic benefits. *Fuel*. 2013. Vol. 108. P. 282–291. DOI: 10.1016/j.fuel. 2013.02.047.

Сведения об авторах

Холявкин Вадим Олегович

Аспирант образовательного центра «Энергоэффективные инженерные системы» Университета ИТМО, 191002, Санкт-Петербург, ул. Ломоносова, 9, vadimixl@itmo.ru

Логвиненко Екатерина Владимировна

К. т. н., доцент образовательного центра «Энергоэффективные инженерные системы» Университета ИТМО, 191002, Санкт-Петербург, ул. Ломоносова, 9, evlogvinenko@itmo.ru

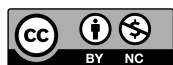
Information about authors

Kholiyavkin Vadim O.

Graduate student of the Educational center “Energy Efficient engineering Systems” of ITMO University, 191002, Russia, St. Petersburg, Lomonosov str., 9, vadimixl@itmo.ru

Logvinenko Ekaterina V.

Ph. D., Associate Professor of the Educational center “Energy Efficient engineering Systems” of ITMO University, 191002, Russia, St. Petersburg, Lomonosov str., 9, evlogvinenko@itmo.ru



Статья доступна по лицензии

Creative Commons «Attribution-NonCommercial»