

НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА: ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

В.В. Кириллин, магистрант

С.А. Глобенко, магистрант

Научный руководитель: С.Г. Гулькова, канд. экон. наук, профессор

Дальневосточный федеральный университет

(Россия, г. Владивосток)

DOI:10.24412/2500-1000-2026-2-1-224-230

Аннотация. В статье рассматривается применение наилучших доступных технологий (НДТ) переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) на объектах нефтегазовой отрасли России для минимизации факельного сжигания, снижения выбросов парниковых газов и повышения ресурсной эффективности. НДТ понимаются как комплекс технологических решений, соответствующих справочнику ИТС 50-2017, включая низкотемпературную сепарацию, абсорбцию, мембранную очистку, закачку в пласт и генерацию энергии на месте. Предлагается подход к выбору НДТ на основе оценки экологических и экономических рисков, анализа состава ПНГ, нормативных требований (ФЗ № 7-ФЗ, постановление № 1148 с изменениями, целевой уровень утилизации 95%) и опыта ведущих компаний («Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ», «Газпром нефть»). Приводятся данные по добыче и утилизации ПНГ за 2025 г. (объем добычи ~84,2 млрд м³, снижение на 4,4% к 2024 г., утилизация в компаниях-лидерах 96-99,5%, общий уровень ниже 95%). Показано, что внедрение НДТ позволяет получать сухой газ, ШФЛУ, стабильный конденсат и минимизировать выбросы CO₂, NO_x, сажи. Подход снижает неопределенность выбора технологий и повышает экологическую устойчивость отрасли.

Ключевые слова: наилучшие доступные технологии; попутный нефтяной газ; утилизация ПНГ; НДТ; факельное сжигание; низкотемпературная сепарация; абсорбция; мембранная сепарация; нефтегазовая отрасль России.

На объектах нефтегазовой отрасли переработка попутного нефтяного газа (ПНГ) выполняет роль одной из ключевых компонент обеспечения ресурсной эффективности, энергетической безопасности и экологической устойчивости отрасли. Через переработку ПНГ реализуется рациональное использование ценного углеводородного сырья, достигается существенное сокращение объемов факельного сжигания и минимизация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. В отличие от добычи природного газа, который обычно поступает из газовых или газоконденсатных месторождений с относительно стабильным составом и развитой инфраструктурой, ПНГ является неизбежным побочным продуктом нефтедобычи. Он характеризуется крайне высокой изменчивостью состава (от «сухого» с содержанием метана 85-95% до «жирного» с долей C₃₊ до 30-40% и выше), значительным количеством неуглеводородных примесей (CO₂ до 10-30%, H₂S до не-

скольких процентов, азот, гелий, водяной пар) и, что особенно важно, часто добывается на удалённых, инфраструктурно слабо развитых месторождениях. Эти факторы делают транспортировку ПНГ в исходном виде экономически нецелесообразной и технически сложной, а в ряде случаев – практически невозможной без предварительной подготовки и переработки [1].

В последние годы интенсивное освоение новых нефтяных месторождений (в первую очередь в Восточной Сибири, на Ямале, в Арктике и на шельфе), а также цифровизация производственных процессов (внедрение систем удалённого мониторинга, SCADA, централизованных диспетчерских центров, интеграция данных телеметрии и аналитики в реальном времени) существенно усилили взаимозависимость процессов добычи нефти и утилизации/переработки ПНГ. Одновременно эти тенденции резко расширяют спектр экологических, экономических и репутационных

рисков: увеличение объёмов попутного газа на новых объектах часто опережает темпы строительства перерабатывающей инфраструктуры, что приводит к вынужденному росту факельного сжигания. В таких условиях эффективное управление утилизацией ПНГ перестаёт быть задачей «точечного» внедрения отдельных технологических установок и превращается в комплексную системную инженерную проблему. Для её решения необходимо чётко понимать: какие месторождения и кусты скважин генерируют наибольшие объёмы ПНГ и имеют самый «жирный» состав; какие сценарии неполной утилизации (временное или постоянное факельное сжигание, сверхнормативные выбросы) наиболее вероятны в краткосрочной и среднесрочной перспективе; как эти сценарии количественно влияют на уровень выбросов CO_2 -эквивалента, загрязнение атмосферного воздуха, экономические потери компании и риски несоответствия требованиям природоохранного законодательства; какие технологические и организационные меры при ограниченных инвестиционных и временных ресурсах обеспечивают максимальное снижение совокупного риска [2].

Формирование такой риск-ориентированной логики принятия решений опирается на современные отраслевые практики и нормативно-технические стандарты. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 50-2017 «Переработка природного и попутного нефтяного газа» устанавливает целостный подход к применению НДТ: он определяет распределение ответственности по стадиям жизненного цикла, предъявляет конкретные требования к технологическим компонентам и, что особенно важно для проектирования систем переработки, вводит концепцию минимизации негативного воздействия на окружающую среду

посредством приоритетного выбора технологий разделения, очистки, стабилизации и полезного использования газа [1]. Благодаря этому подходу систему переработки ПНГ можно рассматривать как совокупность технологических зон (первичная сепарация, компримирование, низкотемпературная конденсация, абсорбция / ректификация, мембранная сепарация, фракционирование ШФЛУ, подготовка газа к транспорту или закачке) и строго контролируемых материальных и энергетических потоков между ними. Такая структуризация становится надёжным фундаментом для обоснования выбора конкретных технологий утилизации, оценки их экологической эффективности и расчёта сокращения выбросов [1].

Однако на практике у нефтегазовых компаний и операторов часто отсутствует удобный «прикладной» инструмент, который позволял бы непосредственно связать модель рисков с конкретными проверяемыми технологическими решениями. Простого перечисления НДТ и нормативных требований недостаточно: критически важно количественно и качественно оценить, как те или иные сценарии неполной утилизации (например, вынужденное сжигание на новых трудноосваиваемых месторождениях, сезонные пики добычи, отказы оборудования) скажутся на уровне выбросов CO_2 -эквивалента, на плате за негативное воздействие на окружающую среду, на экономических показателях проекта и на репутационных рисках. В качестве надёжной основы для типизации таких сценариев и сопоставления их с технологическими мерами может служить накопленный опыт ведущих российских компаний («Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Роснефть», «Татнефть»), а также фактические данные по объёмам и составу факельного сжигания, публикуемые в отраслевых отчётах и государственной статистике [3].

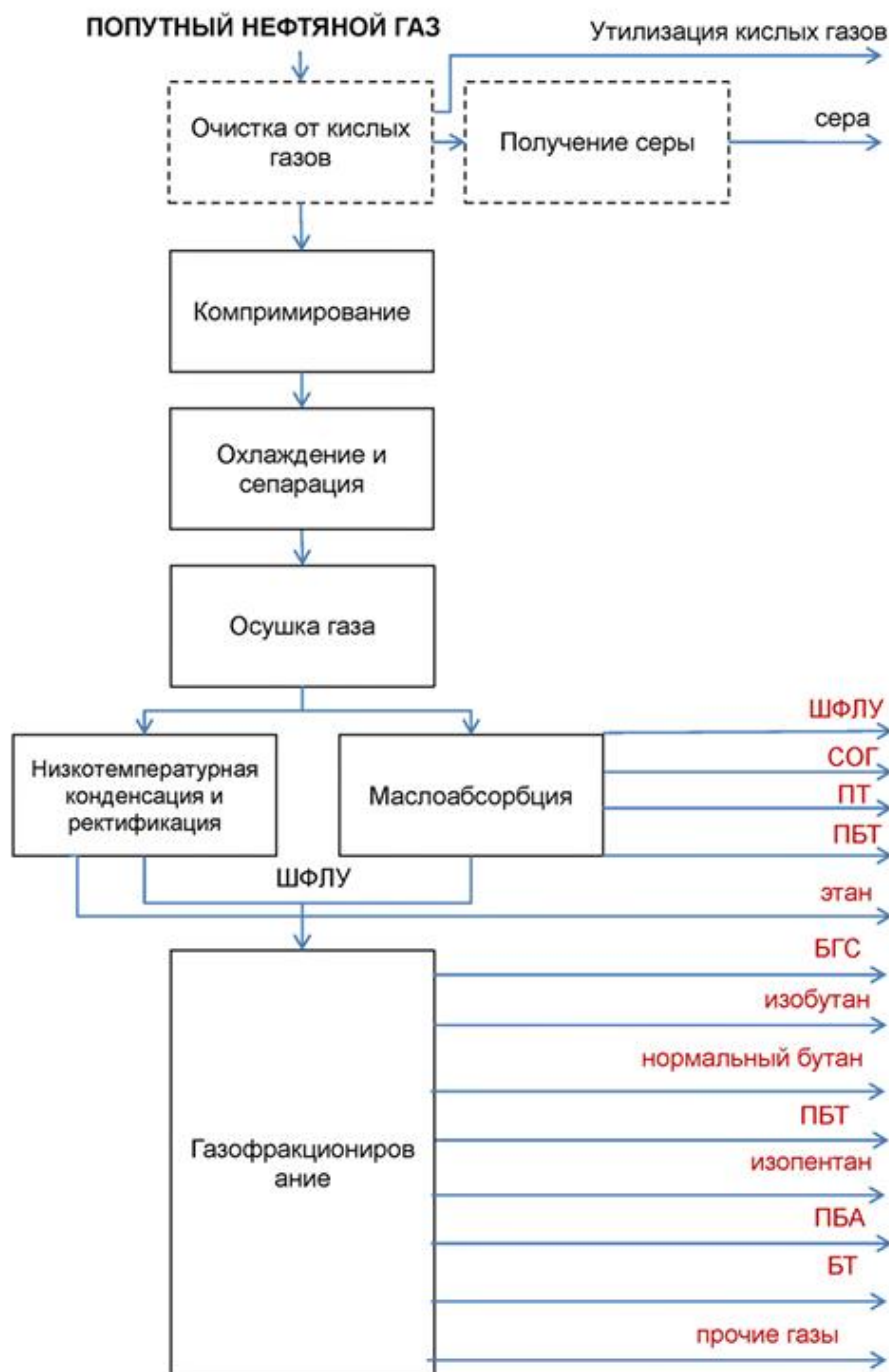


Рис. 1. Общая схема процессов переработки попутного нефтяного газа с получением товарной продукции

Перспективным способом увязать оценку рисков, анализ последствий и выбор оптимальных контрмер является системный подход к отбору и приоритизации наилучших доступных технологий. В общем понимании НДТ – это динамичный набор технологических решений, которые на текущем уровне развития техники и экономики позволяют достигать высокого (95-99% и выше) уровня полезной утилизации ПНГ при минимально

возможном воздействии на окружающую среду и приемлемых капитальных и операционных затратах [1]. Применительно к попутному газу ключевая ценность такого подхода заключается в возможности целенаправленной оценки и моделирования: зная состав ПНГ (молярные доли компонентов), дебиты газа, удалённость от существующих трубопроводов и ГПЗ, климатические условия, доступность электроэнергии и ограничения по инве-

стициям, можно сравнивать и ранжировать варианты переработки. Ниже приведено подробное описание ключевых НДТ по ИТС 50-2017, с акцентом на принцип работы, преимущества, недостатки, области применения и реальные примеры из российской практики.

Низкотемпературная конденсация с ректификацией (НТКР) – одна из наиболее эффективных технологий для «жирного» ПНГ с высоким содержанием тяжёлых углеводородов (C₃+). Процесс включает охлаждение газа до температур от –40 до –100 °С (часто с использованием пропан-этанового холодильного цикла или турбодетандерных установок) и последующую фракционировку в ректификационных колоннах. Принцип основан на разнице температур кипения: метан и этан остаются в газовой фазе (сухой отбензиненный газ), а тяжёлые фракции конденсируются и разделяются на товарные продукты – пропан-бутановую смесь (СУГ), стабильный конденсат и бензиновую фракцию. Преимущества: высокая степень извлечения тяжёлых углеводородов (до 95-98% C₃+), получение высококачественных товарных продуктов для нефтехимии и энергетики, минимальные потери метана. Недостатки: высокие капитальные затраты на оборудование охлаждения и энергозатраты (до 30-40% от энергобаланса установки), сложность эксплуатации в арктических условиях (риск обмерзания). Применение: оптимально на крупных месторождениях с дебитом газа от 1 млн м³/сутки и выше. В России технология широко используется в проектах «Газпром нефти» на Ямале и в Западной Сибири, а также на установках «Сургутнефтегаза», где обеспечивает уровень утилизации до 99%. В 2025-2026 гг. она остаётся базовой НДТ для глубокого отбензинивания ПНГ.

Абсорбция – классический метод поглощения тяжёлых углеводородов и примесей жидким абсорбентом (тяжёлым маслом, гликолем или специальными растворителями) при повышенном давлении (20-60 бар) с последующей десорбцией в стриппинговой колонне. Процесс эффективен для удаления C₃+, сероводорода и CO₂, особенно на «кислых» месторождениях. Преимущества: относительно низкие энергозатраты по сравнению с НТКР (абсорбент регенерируется теплом), высокая очистка от кислых газов (H₂S до <4 мг/м³),

возможность интеграции с осушкой. Недостатки: необходимость регулярной регенерации абсорбента (риск потерь и загрязнения), меньшая селективность по сравнению с мембранами для лёгких фракций, чувствительность к наличию воды и конденсата. Применение: идеально для месторождений с высоким содержанием сероводорода и CO₂, как в Тимано-Печорской провинции («ЛУКОЙЛ») и на объектах «Роснефти». В России абсорбционные установки часто комбинируют с другими НДТ, обеспечивая утилизацию 95-98% и снижение коррозии оборудования.

Мембранная сепарация – современная технология разделения газовых смесей через полупроницаемые мембраны (полимерные, керамические или композитные) по принципу разной скорости диффузии компонентов: метан проходит быстрее, тяжёлые УВ, CO₂ и H₂S задерживаются или проникают медленнее. Процесс работает при давлении 20-80 бар и не требует охлаждения или химических реагентов. Преимущества: компактность (установки модульные, занимают мало места), низкие эксплуатационные затраты (отсутствие движущихся частей), быстрая окупаемость (1-3 года), высокая селективность для CO₂/H₂S (до 90-95% удаления). Недостатки: чувствительность мембран к конденсату, тяжёлым углеводородам и примесям (требуется предварительная осушка), снижение эффективности при колебаниях давления и состава газа. Применение: особенно эффективна на удалённых кустах скважин с малыми и средними дебитами, для предварительной очистки перед закачкой или транспортом. В России технология активно развивается компанией «Грасис» (первые промышленные установки с 2010-х гг., успешная эксплуатация в 2025-2026 гг. на проектах «Газпром нефти» и «Сургутнефтегаза»), где достигается утилизация до 99% с минимальными выбросами.

Закачка в пласт – метод компримирования и нагнетания ПНГ обратно в продуктивный пласт для поддержания пластового давления (ППД) или повышения нефтеотдачи (сайклинг-процесс). Газ очищается от тяжёлых фракций и примесей, затем компримируется до 200-400 бар и закачивается через нагнетательные скважины. Преимущества: нулевые атмосферные выбросы (полная экологическая нейтральность), повышение коэф-

фициента извлечения нефти на 5-15%, отсутствие необходимости в дальнейшем транспорте. Недостатки: высокие затраты на компрессорные станции и скважины, риск прорыва газа в добывающие скважины, снижение приёмистости пласта со временем. Применение: наиболее распространён на зрелых месторождениях с падающей добычей, где газ закачивается для поддержания давления. В России технология доминирует в проектах «Роснефти» (Приобское, Приразломное месторождения) и «Газпром нефти», где в 2025-2026 гг. инвестировано более 300 млрд руб. в такие системы, обеспечивая утилизацию до 99% без сжигания.

Локальная генерация энергии (газотурбинные и газопоршневые установки – ГТУ/ГПУ) – сжигание очищенного ПНГ в установках для выработки электроэнергии и тепла на месте добычи (когенерация). Газ очищается от

тяжёлых фракций и примесей, затем подаётся в двигатель (газопоршневой – до 10 МВт, газотурбинный – от 2,5 до 25 МВт). КПД достигает 80-90% при утилизации тепла. Преимущества: полная независимость от внешних электросетей, использование «бедного» газа, снижение затрат на дизельное топливо, когенерация для подогрева нефти и вахтовых посёлков. Недостатки: выбросы NOx и CO (требуется каталитическая очистка), ограниченная мощность на малых объектах, необходимость стабильного качества газа. Применение: идеально для удалённых объектов без инфраструктуры. В России технология активно внедряется «Сургутнефтегазом» и «ЛУКОЙЛ-Лом» (микротурбины и ГПУ на 2025-2026 гг.), где обеспечивает утилизацию >99% и значительное снижение факельного сжигания.

Таблица 1. Основные наилучшие доступные технологии переработки ПНГ

Технология	Принцип действия	Уровень утилизации, %	Основные продукты	Преимущества	Недостатки	Типичные объекты применения
Низкотемпературная конденсация + ректификация	Охлаждение до 40...-100 °С, фракционирование	95-99	Сухой газ, ШФЛУ, бильный конденсат	Высокое извлечение C ₃₊ , товарные продукты	Высокие энергозатраты, дорогое оборудование	Крупные месторождения («Газпром нефть», Ямал)
Абсорбция	Поглощение тяжёлых УВ и кислых газов жидким абсорбентом	95-98	Сухой газ, ШФЛУ, очищенный газ	Хорошая очистка от H ₂ S и CO ₂	Регенерация абсорбента, потери растворителя	Кислые месторождения («ЛУКОЙЛ», Тимано-Печора)
Мембранная сепарация	Селективное прохождение через полимерные мембраны	95-99	Сухой газ, концентрат тяжёлых УВ	Компактность, низкие эксплуат. затраты	Чувствительность к конденсату и примесям	Удалённые кусты, малые дебиты («Грасис»)
Закачка в пласт	Компримирование и нагнетание в продуктивный пласт	98-100	(газ не извлекается на поверхность)	Нулевые выбросы, повышение КИН	Высокая стоимость компрессоров, риск прорыва	Зрелые месторождения («Роснефть», «Газпром нефть»)
Газопоршневые газотурбинные установки	Сжигание газа для выработки электроэнергии и тепла	95-99	Электроэнергия, тепло	Независимость от сетей, когенерация	Выбросы NOx/CO (нужна очистка)	Удалённые объекты («Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ»)

Дополнительный вес такому подходу придаёт то обстоятельство, что сами НДТ сегодня рассматриваются как один из центральных инструментов перехода к устойчивому развитию нефтегазового комплекса. Федеральный закон № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», постановление Правительства РФ № 1148 (в редакции 2025 года) и связанные подзаконные акты прямо закрепляют необходимость достижения 95%-ного уровня полез-

ной утилизации ПНГ и поэтапного отказа от сверхнормативного сжигания, делая задачу «НДТ + управление рисками» не просто актуальной, а обязательной для всех недропользователей [2].

В российской научной и инженерно-технической литературе наилучшие доступные технологии всё чаще рассматриваются именно в контексте систем добычи и критически важной инфраструктуры: изучаются обла-

сти их применимости, разрабатываются подходы к классификации технологий по эффективности и стоимости, предлагаются концептуальные модели интеграции НДТ в общий технологический цикл нефтедобычи [4]. Всё это создаёт прочную теоретическую и методическую базу для следующего прикладного этапа – целенаправленного выбора и обоснования НДТ под конкретные условия месторождений, где «физическая сущность» системы уже включает не только состав и объём газа, но и реальную инфраструктуру (кусты скважин, внутрипромысловые трубопроводы, сепараторы, компрессорные станции), технологические потоки, энергетические балансы, а также действующие регламенты экологического мониторинга и производственного контроля.

Исходя из вышеизложенного, в настоящее время наиболее актуальной научно-практической задачей является разработка методического подхода к выбору наилучших доступных технологий переработки попутного нефтяного газа, в котором системный анализ рисков выступает основным рабочим инструментом и позволяет:

– структурировать данные о составе газа, производственной инфраструктуре и материально-энергетических потоках;

– описывать и ранжировать сценарии не-полной утилизации по вероятности реализации и тяжести последствий (экологических, экономических, правовых);

– обоснованно приоритизировать набор НДТ (низкотемпературная сепарация и конденсация, абсорбция, мембранная сепарация, закачка в пласт, собственная генерация энергии) ещё на стадии проектирования и до начала их внедрения на реальном объекте.

В России объёмы добычи ПНГ продолжают оставаться значительными, несмотря на некоторое снижение в 2025 году: по оперативным данным добыто около 84,2 млрд м³ (на 4,4% меньше, чем в 2024 году) при общей добыче газа примерно 663 млрд м³ [5]. Уровень полезной утилизации по отрасли в целом остаётся ниже целевого показателя 95 %, установленного государством: средний показатель колеблется ниже этого значения, хотя лидеры отрасли демонстрируют выдающиеся результаты («Сургутнефтегаз» – 99,5%, «ЛУКОЙЛ» – 97,7%, «Газпром нефть» – около 96%, «РуссНефть» – более 96,7%) [3, 6]. Объём сжигания на факелах в 2025 году составил около 21 млрд м³, что продолжает существенно увеличивать выбросы парниковых газов и загрязняющих веществ [7].

Таблица 2. Сравнение уровня утилизации ПНГ по крупнейшим компаниям России

Компания	Уровень утилизации, %	Основные применяемые НДТ	Ключевые проекты / месторождения (2025–2026)
Сургутнефтегаз	99,5	НТКР, закачка, ГПУ/ГТУ	Западная Сибирь, собственные ГПЗ
ЛУКОЙЛ	97,7	Абсорбция, мембраны, ГТЭС, пилотные пиролизные установки	Гимано-Печора, Каспий, Поволжье
Газпром нефть	~96	Закачка в пласт, компримирование, мембраны	Ямал, Восточная Сибирь, Приобское
РуссНефть	>96,7	Компримирование, энергогенерация	Западная Сибирь, новые вводы мощностей
Роснефть	~94-96	Закачка в пласт, ГПУ, НТКР на крупных ГПЗ	Приобское, Приразломное, Восточная Сибирь

Переработка ПНГ позволяет получать сухой отбензиненный газ, широкую фракцию лёгких углеводородов (ШФЛУ), стабильный газовый конденсат и снижать экологическую

нагрузку. Применение описанных НДТ в комплексе обеспечивает достижение уровня утилизации 98-99% и значительное сокращение всех категорий рисков.

Библиографический список

1. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 50-2017 «Переработка природного и попутного газа». Утверждён приказом Росстандарта от 14.11.2017 № 2423. – М.: Бюро наилучших доступных технологий, 2017. – 184 с.
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 08.11.2012 № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмо-

сферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» (в ред. Постановления Правительства РФ от 22.05.2025 № 710).

3. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа в России // Нефтегаз.Ру. – 2025. – 14 окт. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/ekonomika/903169-problemy-utilizatsii-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-rossii>.

4. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (в ред. от 2025 г.). – М.: Официальный интернет-портал правовой информации.

5. Данные по добыче и утилизации попутного нефтяного газа в России за 2025 год // Минэнерго РФ, Росстат (оперативные данные и отчёты компаний). – 2025. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/>.

6. Отчёт об устойчивом развитии ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2024-2025 гг. (уровень утилизации ПНГ 97,5-97,7%). – М.: ПАО «ЛУКОЙЛ», 2025.

7. Рациональное использование попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть. – 2022. – № 1. – С. 26-33.

BEST AVAILABLE TECHNIQUES FOR ASSOCIATED PETROLEUM GAS PROCESSING: ENVIRONMENTAL AND TECHNOLOGICAL ASPECTS IN THE RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY

K.V. Vladimirovich, Graduate Student

S.A. Globenko, Graduate Student

Supervisor: S.G. Gulkova, Candidate of Economic Sciences, Professor

Far Eastern Federal University

(Russia, Vladivostok)

Abstract. The article discusses the application of best available techniques (BAT) for associated petroleum gas (APG) processing at Russian oil and gas facilities to minimize flaring, reduce greenhouse gas emissions, and improve resource efficiency. BAT are understood as technological solutions compliant with ITS 50-2017, including low-temperature separation, absorption, membrane purification, reinjection into formations, and on-site power generation. An approach to BAT selection is proposed based on environmental and economic risk assessment, APG composition analysis, regulatory requirements (Federal Law № 7-FL, Decree № 1148 as amended, 95% utilization target), and experience of leading companies (“Surgutneftegas”, “LUKOIL”, “Gazprom Neft”). Data on APG production and utilization for 2025 are presented (~84.2 bcm production, down 4.4% from 2024; 96-99.5% utilization in leading companies, overall below 95% target). BAT implementation enables production of dry gas, wide light hydrocarbon fraction, stable condensate, and minimizes CO₂, NO_x, soot emissions. The approach reduces technology selection uncertainty and enhances industry environmental sustainability.

Keywords: best available techniques; associated petroleum gas; APG utilization; BAT; gas flaring; low-temperature separation; absorption; membrane separation; Russian oil and gas industry.