



УДК 622.276.8

© Коллектив
авторов, 2017

МОБИЛЬНЫЕ МОДУЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

MOBILE MODULAR SYSTEMS FOR THE PRODUCTION OF COMMODITY LIQUID PRODUCT FROM THE ASSOCIATED PETROLEUM GAS

В.Д. Федоренко, А.И. Власов, В.О. Яковлев

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

А.С. Кротов, к.т.н.

НИИ Энергетического машиностроения МГТУ им. Н.Э. Баумана

Электронный адрес: Yakovlev.VO@gazpromneft-ntc.ru, Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: подготовка и переработка попутного нефтяного газа (ПНГ), отбензинивание газа, целевые компоненты, низкотемпературная конденсация, многокомпонентная смесь хладагентов, смесевой холодильный цикл, витой теплообменник, ректификация, стабилизация, компаундирование, мобильность, модульность

V.D. Fedorenko, A.I. Vlasov, V.O. Yakovlev Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

A.S. Krotov Institute of Energy engineering MSTU N.Uh. Bauman

Associated petroleum gas (APG), derived from gravity separation processes emulsion in commercial preparation is a mixture of light gas components (methane, ethane), and heavier hydrocarbons C_{3+} (propane and above) and a pair of easy oil. The presence in the gas stream of heavy hydrocarbons leads to the unsustainable use of natural energy and complications in the operation of gas consuming equipment, collection systems and transport gas. To improve the efficiency of production processes is important to develop a solution aimed at the preparation of associated gas. Research and analysis of existing technologies has shown that the best method is low-temperature separation with the external refrigerant circuit. The selected technical solutions allow to reduce the power consumption of the implemented installation by 20 %, reduce the number and dimensions of the basic devices and use of highly efficient equipment in modular design high operational readiness.

Keywords: preparation and processing of associated petroleum gas, gas topping, target components, low-temperature condensation, multi-component mixture of refrigerants, mixed refrigerant cycle, coiled heat exchanger, rectification, stabilization, compounding, mobility, modularity

ВВЕДЕНИЕ

Традиционные технологии промысловой подготовки добываемой газодонефтяной эмульсии в большинстве случаев основываются на гравитационных процессах разделения газа, нефти и воды в емкостном оборудовании. Газовая часть, попутный нефтяной газ (ПНГ), представляет собой смесь легких компонентов (метан, этан) и более тяжелых углеводородов C_{3+} (пропан и выше) (рис. 1).

Первая ступень сепарации предназначена для отделения газа от водонефтяной эмульсии (ВНЭ). Сепарация смеси проводится без повышения температуры и давления. Отделяющийся газ в нефтегазовом сепараторе проходит сепарационный элемент, установленный на выходе из технологического аппарата. Как правило, дан-

ный сепарационный элемент является струнной насадкой, которая не задерживает аэрозольные капли легкой нефти, образующиеся в результате дегазации ВНЭ. Таким образом, поток газа становится насыщенным аэрозолем тяжелых углеводородов. Газ с первой ступени сепарации транспортируется по трубопроводам потребителю либо используется на собственные нужды: для путевых подогревателей ВНЭ, газопотребляющего оборудования (газопоршневых электростанций, компрессорных установок).

После первой ступени сепарации ВНЭ с остатками газа поступает на вторую ступень подготовки нефти, предварительно нагреваясь в путевых подогревателях до температуры 40-60 °С. Данная стадия необходима для реализации термохимического процес-

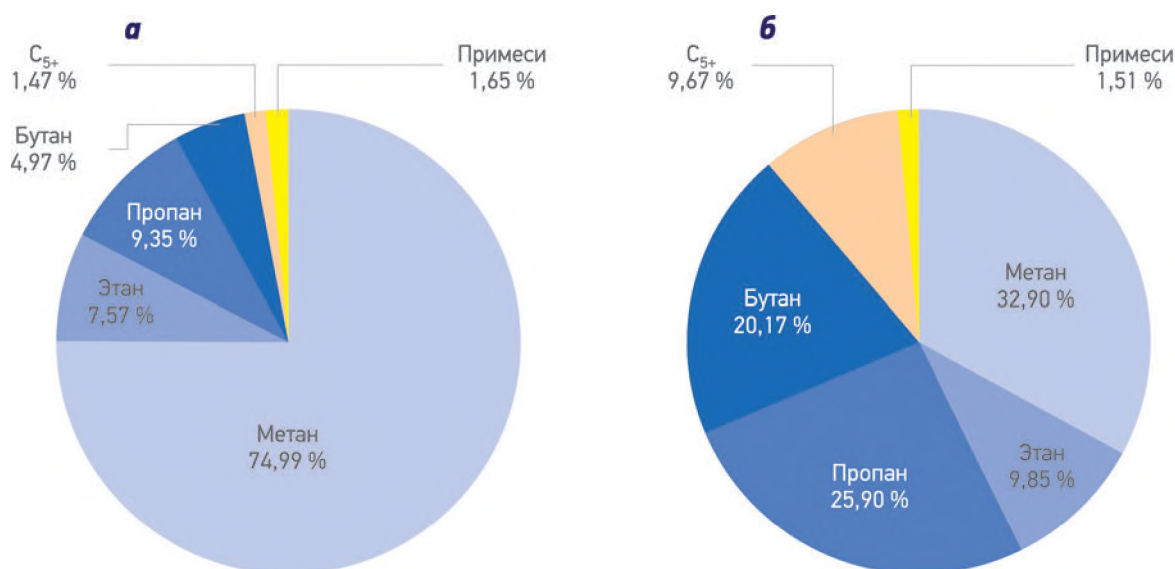


Рис. 1. Мольная концентрация компонентов ПНГ Вынгапуровского месторождения первой (а) и второй (б) ступеней сепарации

са отделения нефти от воды. Давление потока снижается до 0,1-0,2 МПа. В описанных термобарических условиях из нефти выделяется жирный газ, содержащий в основном тяжелую часть ПНГ (пропан, бутан, пентан, гексан) и пары легкой нефти. Попутный газ второй и концевой ступеней сепарации является низконапорным и в основном сжигается на факелах низкого давления.

Наличие в потоке газа тяжелых углеводородов приводит к нерациональному использованию природной энергии и осложнениям при эксплуатации оборудования, систем газосбора и газотранспорта. При потреблении газа в качестве топлива для привода компрессорной установки или для генерации собственной электроэнергии возникают такие явления, как детонация, повышенное сажеобразование, перегрев двигателя внутреннего сгорания и снижение к.п.д., вибрация из-за неравномерного сгорания [1]. Транспорт газа по газопроводу до потребителя сопровождается ретроградной конденсацией и образованием пробок жидкости, создающих дополнительное гидравлическое сопротивление. При сжигании газа происходит потеря ценных, жирных компонентов углеводородов, включая легкую часть нефти. Таким образом, для повышения эффективности производственных процессов актуальна разработка решения, которое позволит подготовить ПНГ для потребления. С

этой целью необходимо реализовать технологию и использовать оборудование для извлечения тяжелых компонентов из ПНГ и возврата их в нефть.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Для подготовки газа и извлечения углеводородных компонентов C_{3+} в мировой практике применяются четыре основные технологии [2]:

- низкотемпературная сепарация (НТС) тяжелых углеводородных компонентов;
 - низкотемпературная конденсация (НТК) тяжелых углеводородных компонентов;
 - абсорбционное отбензинивание газов, включая низкотемпературную абсорбцию (НТА);
 - адсорбционное отбензинивание газов.
- Выбор метода определяется выходом извлекаемых компонентов из исходного газа и допустимыми технологическими параметрами (рис. 2).

Традиционные технологические схемы, реализующие методы отбензинивания, являются масштабными, габаритными и металлоемкими (рис. 3) [3]. Многие из них служат стандартными решениями для применения на газоперерабатывающих заводах. Некоторые, такие как абсорбционные методы, почти не находят применения. Другие, такие как 3S-сепарация или турбодетандер, являются специфичными и при-

	Метод отбензинивания	Выход, %					Преимущества/недостатки
		C ₆₊	C ₅₊	Бутан	Пропан	Этан	
Высокий перепад давления	Турбогенератор	99+	99+	99+	95+	90+	- Большой выход целевых продуктов, эффективное извлечение ценных компонентов - Низкая эффективность на малых расходах - Сложные условия эксплуатации, сложность регулирования - Необходимость наличия свободного перепада давления газа или компрессора
	3S-сепаратор, вихревая труба	99+	95+	90+	50+		- Малогабаритность - Возможность осуществления нескольких процессов (охлаждение, нагрев, разделение фаз) одновременно - Необходимость наличия свободного перепада давления газа или компрессора - Узкий диапазон производительности
	Дроссель	99+	85+	70+	35+		- Охлаждение, сепарация в одну стадию - Удобство эксплуатации и регулирования работы оборудования - Узкий диапазон производительности - Необходимость наличия свободного перепада давления газа или компрессора
	Мембраны	25+	25+	25+	25+		- Простая схема работы при небольших степенях извлечения - Ускоренный выход на технологический режим - Большие эксплуатационные затраты - Необходимость периодической замены мембранных модулей
Низкий перепад давления	Адсорбер	99+	98+	20+			- Возможность работы при низком входном давлении - Ускоренный выход на технологический режим - Необходимость проведения циклов регенерации адсорбента - Необходимость периодической замены адсорбента
	Абсорбер	99+	99+	99+	80+	20+	- Минимальное машинное наполнение - Большие габариты - Необходимость регенерации абсорбента - Потери абсорбента, уносимого технологическим потоком
Перепад давления отсутствует	Механический холодильник	99+	99+	99+	95+	90+	- Большой выход целевых продуктов, эффективное извлечение ценных продуктов - Возможность работы при низком входном давлении - Отсутствие влияния сезонного колебания температур на выход продукции - Необходимость использования хладагента

Рис. 2. Матрица методов отбензинивания газа в зависимости от требуемых параметров процесса

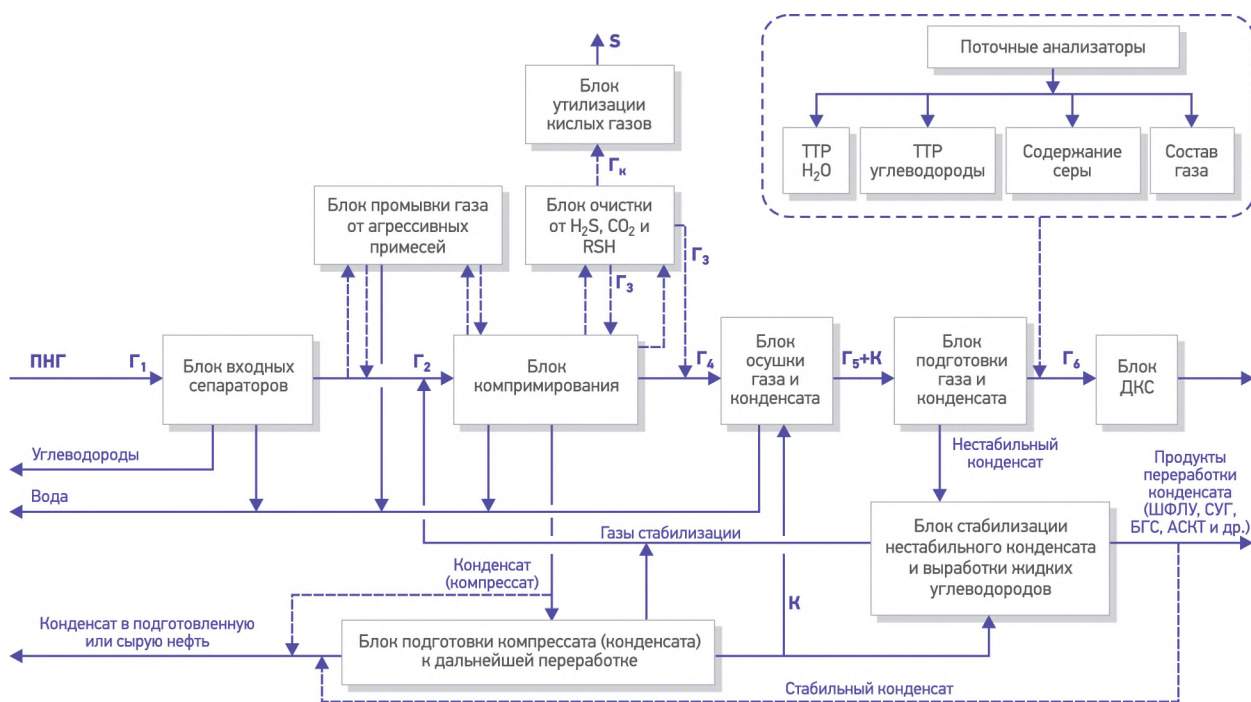


Рис. 3. Типовая схема установки отбензинивания ПНГ:

ТТР – температура точки росы; ДКС – дожимная компрессорная станция; Г₁ – сырой ПНГ; Г₂ – газ после сепарации и механической очистки; Г₃ – газ, очищенный от H₂S и CO₂; Г₄ – газ после компримирования; Г₅ – очищенный и осушенный газ; Г₆ – подготовленный (сухой отбензиненный) газ; Г_к – кислый газ; S – сера, К – конденсат; ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов; СУГ – сжиженные углеводородные газы; БГС – бензин газовый стабильный; АСКТ – авиационное сконденсированное топливо

меняются только в определенных условиях (при высоком перепаде давления). На промысле, в условиях отдаленного расположения месторождений от сервисной инфраструктуры, необходимо внедрение решения, отвечающего требованиям компактного исполнения и автономной работы. Реализованная в оборудовании технология должна отвечать следующим критериям: блочно-модульное исполнение, компактность, минимально допустимое число аппаратов в составе установки; возможность быстрого монтажа, пуска и наладки оборудования; энергоэффективность и автономность; функционирование в широком диапазоне производительности сырья и продукта.

Анализ технологий показал, что подготовка газа методами сжатия и расширения является наиболее затратной, так как отсепарированный ПНГ находится под низким давлением (до 1,0 МПа), а для реализации метода требуется высокое давление технологического потока (до 5,0 МПа).

Преимуществом обладает подготовка ПНГ с использованием внешнего холодильного цикла и ректификационной колонны, так как не требует повышения давления газа на входе, обеспечивает высокую степень извлечения целевых компонентов и управляемое изменение концентрации компонентов в потоке.

В табл. 1 оценочно представлены основные характеристики рассмотренных выше методов подготовки ПНГ. Установка, на которой применяется наиболее актуальная технология, включает блок конденсации выделяемых компонентов газовой смеси с внешним холодильным контуром и блок ректификации полученного конденсата с целью удаления метан-этановых фракций (стабилизации).

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АППАРАТУРНОГО ОФОРМЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ МОБИЛЬНОСТИ КОМПЛЕКСА

Модельные исследования в специализированном программном комплексе Aspen HYSYS на примере объекта ООО «Газпром-нефть-Оренбург» демонстрируют, что для получения максимального количества ликвидных продуктов температура охлаждения потока ПНГ должна быть равна -60°C (рис. 4). При этом для обеспечения компактности комплексов и снижения стоимости оборудования целесообразно применение однокаскадных холодильных циклов, а также охлаждение входного потока ПНГ и конденсатора ректификационной колонны одной холодильной машиной.

Одним из решений задачи по снижению

Таблица 1

Метод	Критерии						
	Сырье (предпочтительное)	Продукт	Компактность	Требуемый перепад давления	Энергоэффективность	Капитальные вложения	Эксплуатационные затраты
Поступательное разделение смеси (при наличии давления)	Любое	C ₁ , C ₂ , C ₃ , C ₄ , C ₅	Низкая	Высокий	Низкая	Средние	Высокие
Разделение с прямым охлаждением	Любое	C ₁ , C ₂ , C ₃ , C ₄ , C ₅₊	Высокая	Средний	Средняя	Средние	Средние
Абсорбция	Любое	C ₁ -C ₂ , C ₃₊	Низкая	Средний	Низкая	Низкие	Высокие
Низкотемпературная абсорбция	Газ с высоким содержанием C ₃₊	C ₂ -C ₃ , C ₃₊	Средняя	Низкий	Высокая	Средние	Низкие
Низкотемпературная сепарация	Любое	C ₁ , C ₂ , C ₃ , C ₄ , C ₅₊	Высокая	Низкий	Высокая	Средние	Средние
Низкотемпературная ректификация	Любое	C ₁ , C ₂ , C ₃ , C ₄ , C ₅₊	Средняя	Низкий	Высокая	Высокие-средние	Низкие-Средние
Восстановление пропана	Газ с высоким содержанием C ₃₊	C ₃₊ , C ₁ -C ₂	Средняя	Средний	Высокая	Высокие	Средние
Мембранные технологии	Сухой газ	C ₁ -C ₂ , C ₃₊	Высокая	Высокий	Низкая	Средние	Высокие
Адсорбционные технологии	Сухой газ	C ₁ -C ₃ , C ₄₊ **	Высокая	Низкий	Низкая	Низкие	Высокие
Компрессионный метод с дросселем / вихревой трубой / ЗС	Сухой газ	СУГ	Низкая	Средний	Средняя	Средние	Средние

Примечание. Цветом выделены технологии, в большей степени отвечающие требованиям реализации оборудования для применения на промысле.

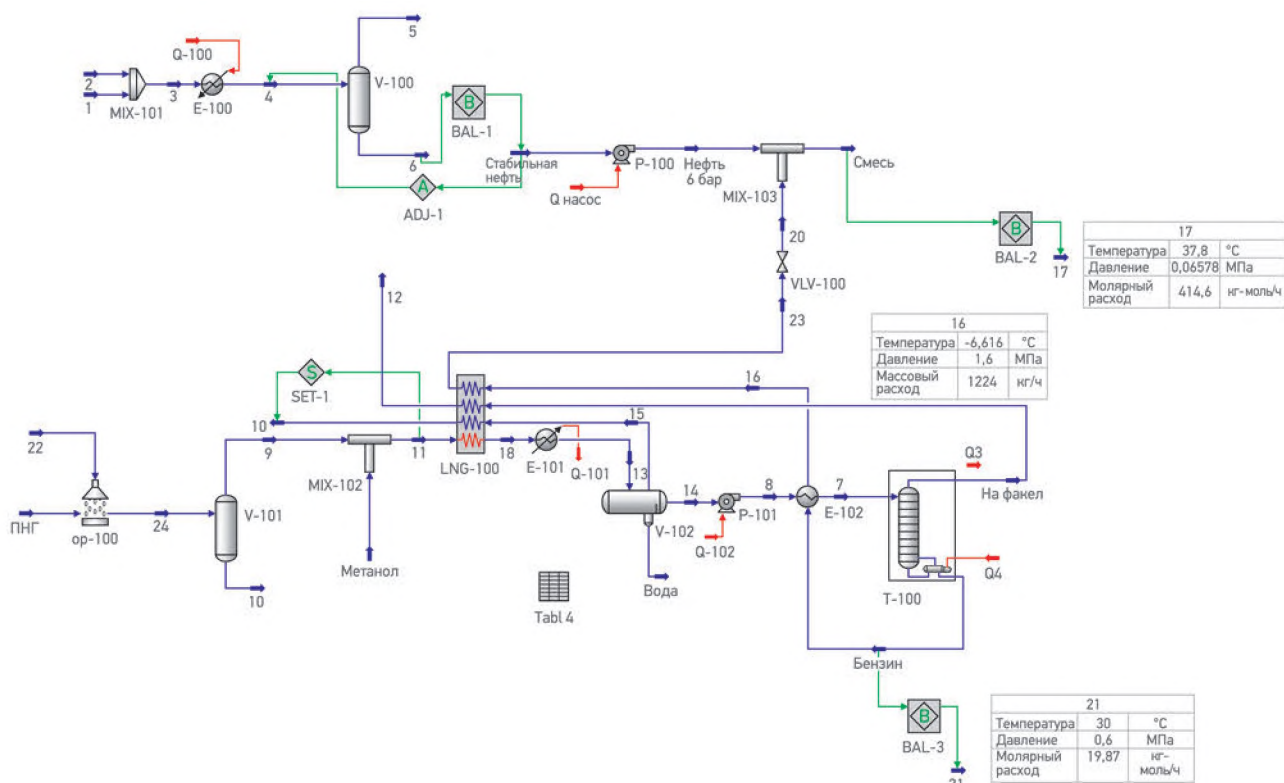


Рис. 4. Технологическая модель Aspen HYSYS блока отбензинивания ПНГ Царичанского и Филатовского месторождений

металлоемкости, повышению энергоэффективности и увеличению диапазона применения разрабатываемой технологии служит смесевая холодильная машина, широко используемая в мире для сжижения природного газа. Данное оборудование позволяет получить низкие температуры без каскадного охлаждения. Сравнительные параметры каскадной и смесевой холодильных машин, рассчитанных на одну холодопроизводительность, приведены в табл. 2. Следующими для оптимизации были выбраны процессы передачи холода и сепарации. В низкотемпературной технике и процессах нефтегазопереработки применяются два основных типа теплообменников: пластинчато-ребристые и витые. Для уменьшения притока тепла из окружающей среды необходимо обеспечить конструкцию с малым сопротивлением каналов прямого и обратного контуров теплообменных аппаратов [4]. Такая конструкция должна быть компактной, высоконадежной, обладать стойкостью к большим перепадам температур по длине аппарата и режим

Таблица 2

Параметры	Холодильная машина	
	накадная	смесевая
Число холодильных компрессоров	2	1
Суммарное энергопотребление, кВт	380	305
Суммарная объемная производительность компрессоров, м³/ч	1585	1228
Необходимость в расширительных емкостях	Да	Нет

изменениям температуры и давления в периоды пуска и остановки системы. Принятые в составе установки многопоточные теплообменники компактны и не зависят от перепадов температуры. Они обеспечивают высокие значения коэффициентов теплопередачи и к.п.д., отличаясь прочностью каналов, малой протяженностью паяных (сварных) соединений и, следовательно, высокой надежностью. Оптимизация металлоемкости газосепаратора для разделения ПНГ и извлекаемого

конденсата реализуется за счет его исполнения в виде встроенной секции вертикального колонного аппарата, при этом сокращаются гидравлические потери на перемещение сырьевых потоков и площадь размещения оборудования.

Рассмотренные технические решения позволяют снизить энергопотребление внедряемой установки на 20 %, уменьшить число и размеры основных аппаратов и использовать высокоэффективное оборудование в блочно-модульном исполнении высокой заводской готовности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка комплексного решения в виде блока отбензинивания газа позволит компании «Газпром нефть» повысить эффективность производственных процессов и уровень использования ПНГ на промысловых объектах. Описанная технология дает возможность снизить потери легкой нефти и ценных жидких компонентов попутного газа, обеспечить надежность работы газопотребляющего оборудования и сократить операционные затраты на его эксплуатацию.

Список литературы

1. *Технология мягкого парового риформинга нефтяного газа на месторождении ПАО «Газпром нефть»* // А.И. Власов, Д.В. Самофалов, Ю.В. Гуйо [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 72-75.
2. *Таранов Г.В., Мановян А.К. Основы технологии переработки природного газа и конденсата.* – Астрахань, АГТУ, 2010. – 192 с.
3. *Каминский А.В.* Развитие глубокой переработки газа в мировой экономике // Российский внешнеэкономический вестник. – 2013. – № 9. – С. 106-113.
4. *Обзор методов низкотемпературной переработки попутных нефтяных газов* / Е.А. Атабегова, Л.Б. Волокитин, С.А. Гаранов, С.Д. Глухов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Серия «Машиностроение». – 2010. – Специальный выпуск. – С. 230-235.

References

1. Vlasov A.I., Samofalov D.V., Guyo Yu.V. et al., *Soft steam reforming technology for the processing of associated petroleum-gas from the field Gazprom Neft PJSC* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 72-75.
2. Tarakanov G.V., Manovyan A.K., *Osnovy tekhnologii pererabotki prirodnogo gaza i kondensata* (Basics of technology for natural gas and condensate processing). Astrakhan: Publ. of ASTU, 2010, 192 p.
3. Kaminskiy A.V., *Development of deep processing of gas in the global economy* (In Russ.), Rossiyskiy vneshneekonomicheskiy vestnik = Russian foreign economic journal, 2013, no. 9, pp. 106-113.
4. Atabegova E.A., Volokitin L.B., Garanov S.A., Glukhov S.D., *Review of methods for low-temperature processing of associated petroleum gases* (In Russ.), Vestnik MGTU im. N.E. Bauman. Seriya: Mashinostroyeniye, 2010, Special Issue, pp. 230-235.