УДК 622.279

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОПЫТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

♦♦♦♦♦

OPTIMIZATION OF GAS TREATMENT AT LATE STAGES OF FIELD DEVELOPMENT BASED ON THE EXPERIENCE OF A WESTERN SIBERIAN FIELD

Бородуля Екатерина Сергеевна
студент кафедры разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет
cidag@inbox.ru

Аннотация. В статье рассматривается оптимизация абсорбционной осушки природного газа с использованием диэтиленгликоля на поздних стадиях разработки месторождений Западной Сибири. Разработана двухступенчатая схема осушки, обеспечивающая нормативную температуру точки росы в условиях снижения пластового давления и высоких летних температур. Моделирование в программном обеспечении Petro-SIM подтвердило снижение точки росы до минус 16,16 °С при 35 °С, что соответствует требованиям стандартов. Решение минимизирует эксплуатационные затраты, снижает риски гидратообразования и применимо для других месторождений с аналогичными условиями.

Ключевые слова: природный газ, абсорбционная осушка, диэтиленгликоль, точка росы, термобарические условия, гидраты.

Borodulya Ekaterina Sergeevna
Student of the Department Development and Exploitation of Gas and Oil and Gas Condensate Fields, Ufa State Petroleum Technical University
cidag@inbox.ru

Annotation. The article addresses the optimization of natural gas absorption drying using diethylene glycol at the late stages of Western Siberia field development. A two-stage drying scheme has been developed to ensure the normative dew point temperature under conditions of declining reservoir pressure and high summer temperatures. Modeling in Petro-SIM software confirmed a dew point reduction to minus 16,16 °C at 35 °C, meeting standard requirements. The solution minimizes operational costs, reduces hydrate formation risks, and is applicable to other fields with similar conditions.

Keywords: natural gas, absorption drying, diethylene glycol, dew point, thermobaric conditions, hydrates.

В настоящее время, природный газ остаётся основой энергетической безопасности Российской Федерации, значительную часть добычи которой обеспечивают месторождения Западной Сибири. На поздних стадиях разработки продуктивных залежей извлечение углеводородов осложняется снижением пластового давления, увеличением влагосодержания газа и суровыми климатическими условиями Крайнего Севера. Данные факторы повышают требования к подготовке газа для соответствия стандартам транспортировки СТО Газпром 089-2010, которые предусматривают температуру точки росы не выше минус 20 °С зимой и минус 14 °С летом при давлении 3,92 МПа. Высокие значения температуры в летний период (до 35 °С) ухудшают эффективность осушки, а зимние условия увеличивают риск гидратообразования, что может привести к коррозии трубопроводов, снижению их пропускной способности и сбоям в поставках.

Традиционная одноступенчатая абсорбционная осушка с использованием диэтиленгликоля (ДЭГ) на рассматриваемой в рамках данной статьи установке комплексной подготовки газа (УКПГ) месторождения Западной Сибири не всегда справляется с перечисленными вызовами. Актуальная технологическая модель подготовки газа представлена на рисунке 1.

Добываемый газ, состоящий преимущественно из метана с примесями воды и небольшим количеством тяжёлых углеводородов, проходит несколько этапов подготовки: сепарацию для удаления жидкой фазы и механических примесей в цехе очистки газа (ЦОГ), компримирование на дожимной компрессорной станции (ДКС), охлаждение в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) и осушку в абсорбере (20А-1). В абсорбере газ контактирует с регенерированным ДЭГ с концентрацией 99,2 %масс., который поглощает водяные пары благодаря своей гигроскопичности. Однако при температурах контакта, близких к 35 °С, ключевой параметр качества товарного газа в виде температуры точки росы по воде (ТТРВ) достигает лишь минус 12,7 °С при расходе рДЭГ 2578 кг/ч,

что не соответствует нормативам для летнего периода. Снижение пластового давления до 4 МПа способствует повышению ТТРВ до минус 10,35 °С. В то же время эксплуатационные проблемы в виде вспенивания гликоля, уноса абсорбента с потоком газа и коррозии оборудования увеличивают затраты и снижают надёжность протекаемого процесса.

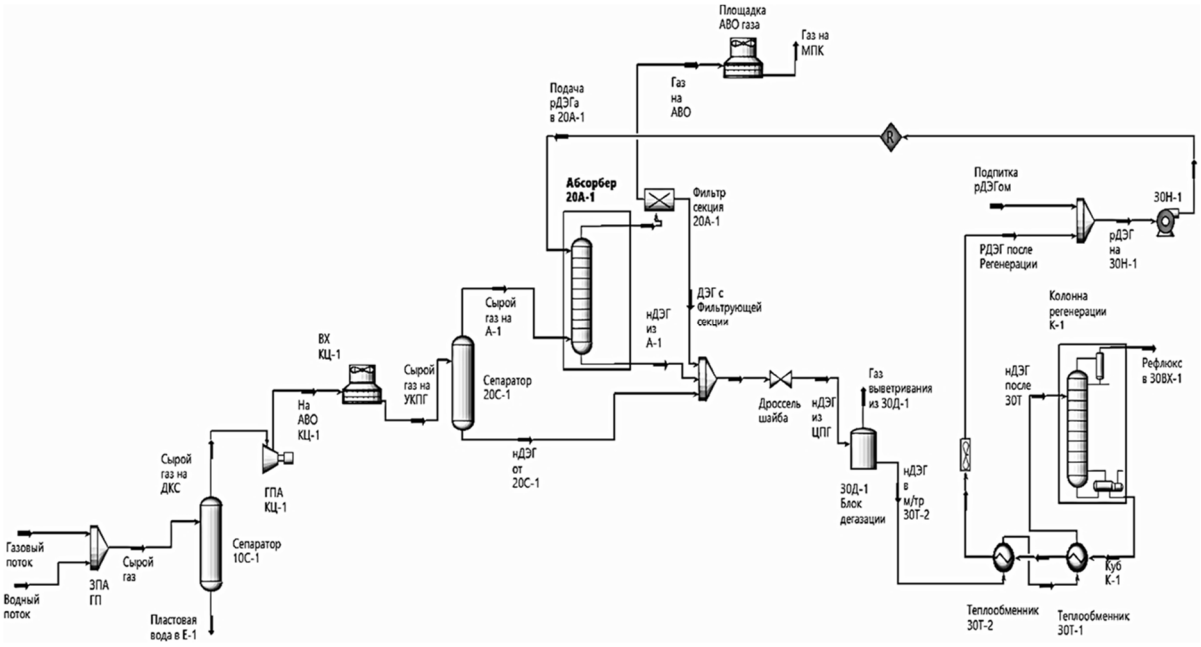

Рисунок 1 – Технологическая модель одноступенчатой подготовки газа на рассматриваемой УКПГ

Для решения перечисленных проблем предлагается использовать двухступенчатую схему осушки скважинной продукции, которая включает предварительную обработку газа в сепараторе 20С-1 с подачей первой порции ДЭГ и финальную осушку в абсорбере 20А-1 с параллельной схемой подачи абсорбента. Первая ступень снижает влагосодержание, уменьшая нагрузку на абсорбер, а вторая обеспечивает достижение нормативной точки росы. Насыщенный гликоль (нДЭГ) с обеих ступеней направляется в систему регенерации, что минимизирует потери абсорбента.

Для оценки эффективности работы двухступенчатой подготовки газа построена математическая модель (рис. 2).

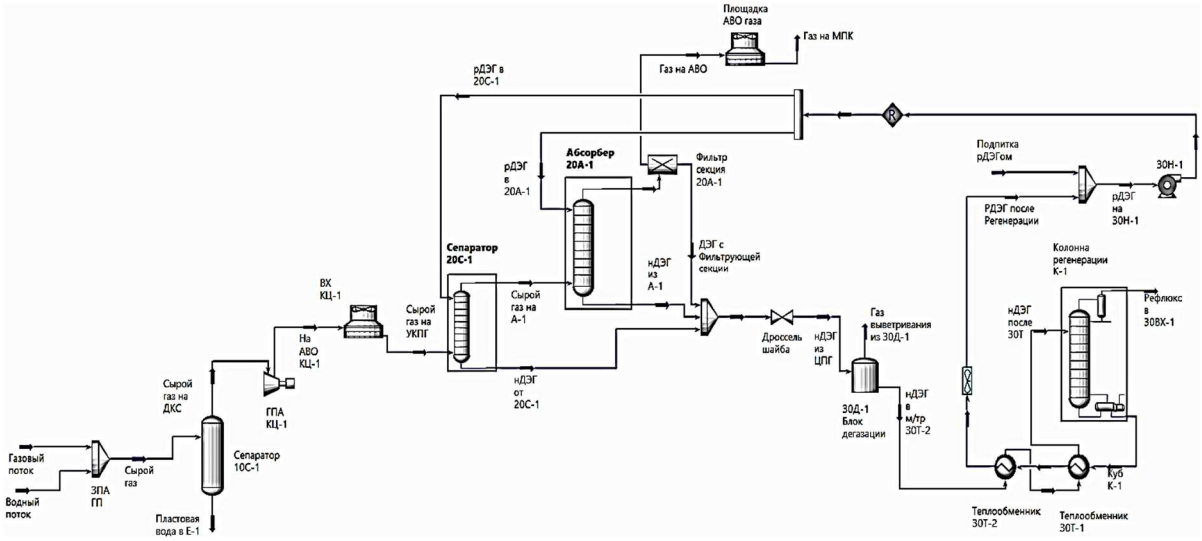

Рисунок 2 – Технологическая модель двухступенчатой подготовки газа на рассматриваемой УКПГ

Схема легко интегрируется в существующую инфраструктуру рассматриваемого УКПГ с использованием регулирующих клапанов для подачи рДЭГ в сепаратор, что исключает необходимость значительных капитальных вложений. Подобный подход уже доказал свою эффективность на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири: Уренгойском, Ямбургском и Заполярном.

Эффективность двухступенчатой осушки оценивалась с помощью технологической модели в программном обеспечении Petro-SIM, которое широко применяется в нефтегазовой отрасли для моделирования процессов подготовки углеводородного сырья. Исходные параметры модели включали объёмную производительность 255000 $м^3$/ч, давление на входе 2,4–6,0 МПа, температуру контакта 10–35 °С и концентрацию ДЭГ 98,5–99,5 % масс.

Анализ проведён в два этапа: сначала изучена работа существующей одноступенчатой схемы, затем – предлагаемая двухступенчатая с последующим сравнением. Для каждой конфигурации в ходе исследования определена зависимость температуры точки росы от ключевых параметров: температуры, давления, расхода и концентрации абсорбента. Расчёты учитывали сезонные колебания условий эксплуатации, чтобы обеспечить применимость решения в течение всего года.

Результаты моделирования одноступенчатой осушки показали, что при температуре контакта 10 °С и давлении 5 МПа точка росы достигает минус 29,5 °С, что значительно превосходит зимние нормативы. Однако в летний период при 35 °С и расходе ДЭГ 4058 кг/ч точка росы составляет лишь минус 12,7 °С, а увеличение расхода до 4500 кг/ч снижает её до минус 13,25 °С, что всё ещё не соответствует требованиям. Снижение давления до 4 МПа способствует ухудшению качества газа, температура точки росы по воде которого повышается до минус 10,35 °С из-за роста влагосодержания и снижения эффективности массообмена. Эти данные подтверждают ограниченную способность одноступенчатой схемы справляться с нагрузкой в рассматриваемых условиях.

Двухступенчатая осушка демонстрирует значительные улучшения. При расходе ДЭГ 4100 кг/ч на абсорбер и 900 кг/ч на сепаратор при температуре 35 °С точка росы достигает минус 14,69 °С, что удовлетворяет летним нормативам с учётом погрешности приборов (± 0,5–1 °С). Повышение концентрации ДЭГ до 99,3 % масс снижает точку росы до минус 16,16 °С, создавая запас. В диапазоне давлений 4–6 МПа схема обеспечивает стабильное качество газа с точкой росы от минус 14,87 до минус 15,75 °С, что подтверждает её устойчивость к изменениям термобарических условий. Распределение нагрузки между двумя ступенями позволяет эффективнее извлекать влагу, адаптируясь к сезонным и геологическим факторам.

Экономические преимущества двухступенчатой осушки заключаются в использовании существующего оборудования УКПГ, что минимизирует капитальные затраты. Дополнительная подача ДЭГ в сепаратор реализуется через регулирующие клапаны, а система регенерации справляется с увеличенным объёмом абсорбента благодаря вакуумному режиму, обеспечивающему концентрацию до 99,3 % масс. Снижение потерь гликоля, рисков гидратообразования и коррозии, а также повышение надёжности поставок газа обеспечивают значительный экономический эффект.

По сравнению с альтернативными методами, такими как использование твёрдых адсорбентов (силикагель, молекулярные сита) или низкотемпературной сепарации, гликолевая осушка остаётся более экономичной для условий Крайнего Севера. Адсорбенты требуют частой регенерации и замены, что увеличивает эксплуатационные расходы, а холодильные установки повышают энергозатраты, что менее выгодно в удалённых регионах с ограниченной инфраструктурой.

Результат математического моделирования двухступенчатой осушки газа представлен на рисунке 3.

Предложенное решение имеет широкие перспективы применения. Двухступенчатая осушка может быть адаптирована для других месторождений Западной Сибири с падающей добычей и высоким влагосодержанием газа, что особенно актуально для северных регионов России. Технология способствует устойчивому развитию газовой отрасли, обеспечивая стабильное качество газа и снижая экологические риски, связан-

ные с потерями абсорбента. Дальнейшие исследования могут быть направлены на оптимизацию расхода ДЭГ для дополнительного снижения затрат, изучение влияния состава газа на процесс осушки и разработку автоматизированных систем управления, которые позволят адаптировать процесс к реальным условиям эксплуатации в реальном времени.

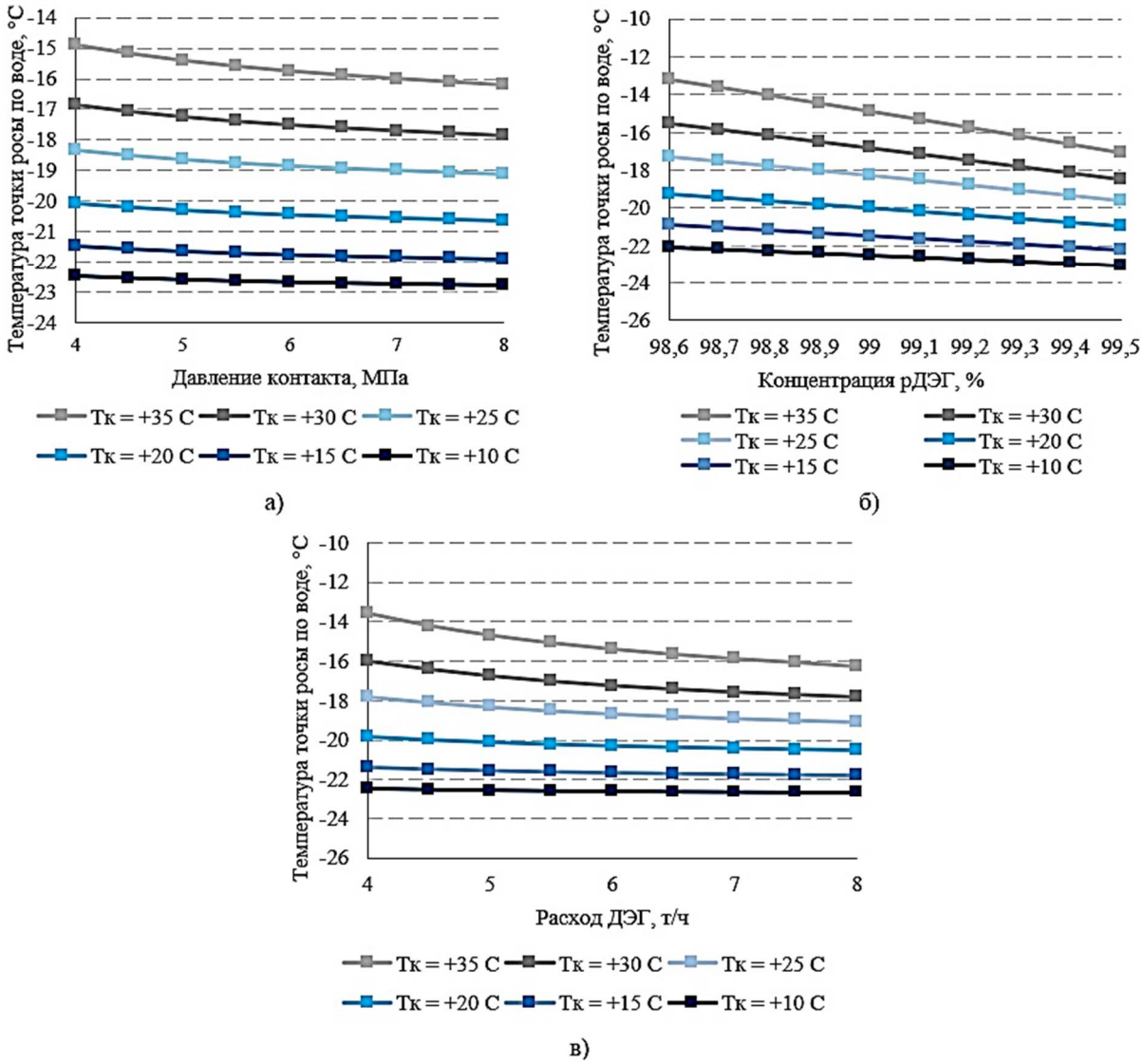

Рисунок 3 – Зависимость температуры точки росы по воде
при различных температурах контакта от:
а) давления контакта; б) концентрации абсорбента; в) расхода абсорбента

Разработанная двухступенчатая схема осушки представляет собой оптимальный баланс между эффективностью, экономичностью и практической реализуемостью. Она решает проблему недостаточной производительности одноступенчатой осушки в рамках рассматриваемой УКПГ, обеспечивая нормативную температуру точки росы по воде даже в сложных летних условиях. Технология открывает возможности для модернизации других установок комплексной подготовки газа, укрепляя позиции России как лидера в газовой отрасли и способствуя надёжным поставкам качественного природного газа.

Литература

1. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, С.Ф. Гудков, Т.М. Бекиров. – М. : Недра, 1999. – 473 с.

2. Жданова Н.В. Осушка углеводородных газов / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – М. : Химия, 1984. – 192 с.
3. Истомин В.А. Усовершенствованная технологическая схема двухстадийной абсорбционной осушки газа на северных месторождениях / В.А. Истомин, Ю.Н. Ефимов // Сборник научных трудов «Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера». – М. : ВНИИГАЗ, 1995. – 72 с.
4. Колокольцев С.Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов. – М. : ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.
5. Горпинченко А.Н. Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 119–134.
6. Кусов Г.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.
7. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. – 20 с.

References

1. Gritsenko A.I. Collection and field treatment of gas at the northern fields of Russia / A.I. Gritsenko, S.F. Gudkov, T.M. Bekirov. – M. : Publishing house «Nedra», 1999. – 473 p.
2. Zhdanova N.V., Khalif A.L. Drying of hydrocarbon gases. – M. : Chemistry, 1984. – 192 p.
3. Istomin V.A. Improved technological scheme of two-stage absorption drying of gas at northern fields / V.A. Istomin, Yu.N. Efimov // Collection of scientific papers «Current problems of development of gas fields of the Far North». – M. : All-Russian research institute of natural gases and gas technologies, 1995. – 72 p.
4. Kolokoltsev S.N. Improvement of technologies for preparation and processing of hydrocarbon gases. – M. : Publishing house «LENAND», 2015. – 600 p.
5. Gorpinchenko A.N. Assessment of methods for combating corrosion in the oil and gas collection and treatment system in the conditions of field development in Western Siberia // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 3. – P. 119–134.
6. Kusov G.V. Modernization of low-temperature separator at Urengoy gas and condensate field / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 2. – P. 179–197.
7. Organization standard «Gazprom» 089-2010. Combustible natural gas supplied and transported via main gas pipelines. Technical conditions. – M. : «Gazprom VNIIGAZ» LLC, 2010. – 20 p.