

## **ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СВЕРХЗВУКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ГАЗА В ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСАХ**

Е.В. Войтенков  
ООО «ЭНГО Инжиниринг»  
e-mail: e.voytenkov@engo3s.com

В последние годы особый интерес крупнейших нефтегазодобывающих компаний прикован к разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся в Арктических морях. Уже сейчас только на шельфе Баренцева и Карского морей разведано более 10 крупных месторождений УВ. Значительные запасы углеводородов также можно ожидать на шельфе моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

Разработка месторождений в Арктическом регионе осложняется не столько сложными климатическими условиями, сколько тяжелыми ледовыми обстановками, круглогодичным присутствием ледяного покрова (пакового льда, торосов, дрейфующего льда, стамухи и т.д.) и удаленностью объектов добычи от береговой линии.

Традиционно морские объекты подготовки и переработки добываемых углеводородов строились относительно близко к нефтегазовым месторождениям, однако, в Арктических условиях расстояние от самого месторождения до береговой линии часто превышает несколько сотен км. Поэтому применение стандартных схем подготовки и транспортировки углеводородов будет сопряжено со значительными капитальными затратами, обусловленными необходимостью возведения на удаленных объектах специальных платформ, способных противостоять сложным ледовым условиям.

В этой связи применение подводных комплексов обработки углеводородных смесей приобретает особое значение. Одним из важнейших элементов таких подводных комплексов будет являться оборудование, обеспечивающее подготовку природного газа к транспорту, и, в частности, сепарационное оборудование для разделения газожидкостного потока, поступающего из добывающих скважин.

Разработкой и поставкой сепарационных комплексов, обеспечивающих разделение многофазного потока в подводных условиях, занимается всего несколько компаний, среди которых особо следует отметить следующие: FMC, Cameron, GE/FramoEngineering.

К настоящему времени в мире используется семь комплексов подводной сепарации. Четыре из них относятся к комплексам, в которых сепарация происходит в сепараторах, установленных на морском дне, а в трех – в сепараторах кессонного типа, заглубленных в морское дно.

Первые подводные сепараторы на морском дне были установлены компаниями GE/FramoEngineering на месторождении Troll (Statoil, Норвегия). Позднее компанией FMC подводные сепараторы были смонтированы на месторождениях Tordis (Statoil, Норвегия), Pazflor (Total, Ангола), Marlim (Petrobras, Бразилия).

Кессонные сепараторы установлены компанией Cameron на месторождениях Marimba (Petrobras, Бразилия) и компанией FMC – на месторождениях Parque Das Conchas (Shell) и Perdido (Shell).

Большая часть сепараторов, установленных в подводных комплексах, относится к сепараторам смешанного типа, в которых используются как центробежные элементы, так и элементы для гравитационного разделения фаз. При этом применяется как горизонтальное, так и вертикальное исполнение таких сепараторов. Горизонтальные сепараторы используют в тех случаях, когда кроме разделения потока на газовую и жидкую фазу необходимо также отделить от углеводородной жидкости воду (трехфазное разделение). Примером может служить горизонтальный сепаратор для проекта Tordis (Норвегия), в котором скважинный флюид сначала направляется в сепарационную емкость, снабженную входным циклонным сепаратором. В данном сепараторе происходит отделение от потока большей части газового потока, оставшаяся вода, нефть и газ разделяются посредством гравитации внутри резервуара сепаратора. Вертикальные сепараторы более эффективны для газожидкостного разделения. Такой сепаратор был, например, установлен на месторождении Pazflor (Ангола). Особенностью этого сепаратора является наличие спиральной вставки, позволяющей избежать свободного падения жидкости и увеличивающей эффективность разделения фаз. Нижняя часть этого сепаратора имеет коническую форму, которая позволяет избежать накопления песка.

Кессонные сепараторы состоят из вбитого в морское дно кессона с цилиндрическим циклонным газожидкостным сепаратором в верхней части и с электрическим погружным насосом, расположенным ниже, внутри кессона (рис. 1). В данных сепараторах за счет тангенциального подвода входного потока внутри кессона создается закрученный поток, обеспечивающий сепарацию капель к стенкам сепаратора.

Газ транспортируется на платформу за счет собственного давления, в то время как жидкость – за счет нагнетания ее насосом.

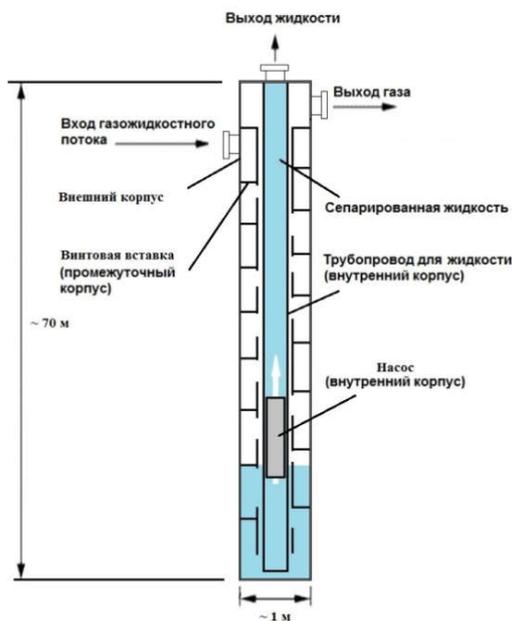


Рис. 1. Схема кессонного сепаратора

Ряд компаний предложили использовать в подводных комплексах сепарации компактные динамические системы. В этих системах отделение жидкости от газа происходит за счет центробежных сил, создаваемых в аксиальном циклоне за счет закрутки потока. Такой сепаратор (рис. 2) включает в себя основную сепарационную камеру, в которой жидкость отделяется от газа для получения однофазного выходного потока газа, и специальный отсек, обеспечивающий получение однофазного потока жидкости. Такой сепаратор обладает существенными преимуществами, среди которых основными являются компактность и надежность. Впервые такой подводный сепаратор был смонтирован компанией FMC на месторождении Marlim (Petrobras) [1].

В последние годы интенсивно развивается новое направление в сепарации природного газа – это технология сверхзвукового разделения, получившая название 3S–технология (SuperSonicSeparation) [2].

Технология базируется на охлаждении природного газа в сверхзвуковом закрученном потоке газа. Сепараторы, изготовленные в соответствии с этой технологией, позволяют не только отделить от газа жидкость, но также произвести отбор отдельных целевых фракций углеводородов. Данная технология позволит, по-видимому, реализовать

подводную подготовку газа к транспорту, заключающуюся в обеспечении необходимых точек росы по воде и углеводородам в транспортируемом с морского месторождения газе.

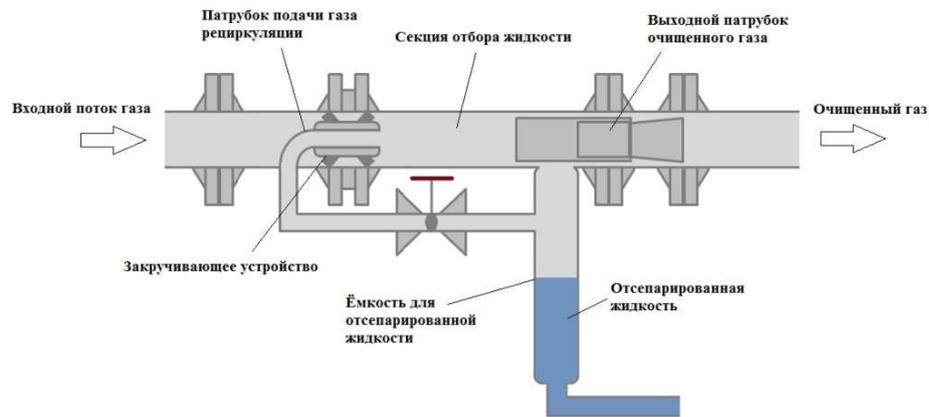


Рис. 2. Схема компактного динамического сепаратора

В технологии сверхзвуковой сепарации сверхзвуковой поток газа реализуется с помощью конфузорно-диффузорного сопла Лавалья. В таком сопле газ разгоняется до скоростей, больших скорости распространения звука в газе. При этом за счет перехода части потенциальной энергии потока в кинетическую энергию происходит сильное охлаждение газа.

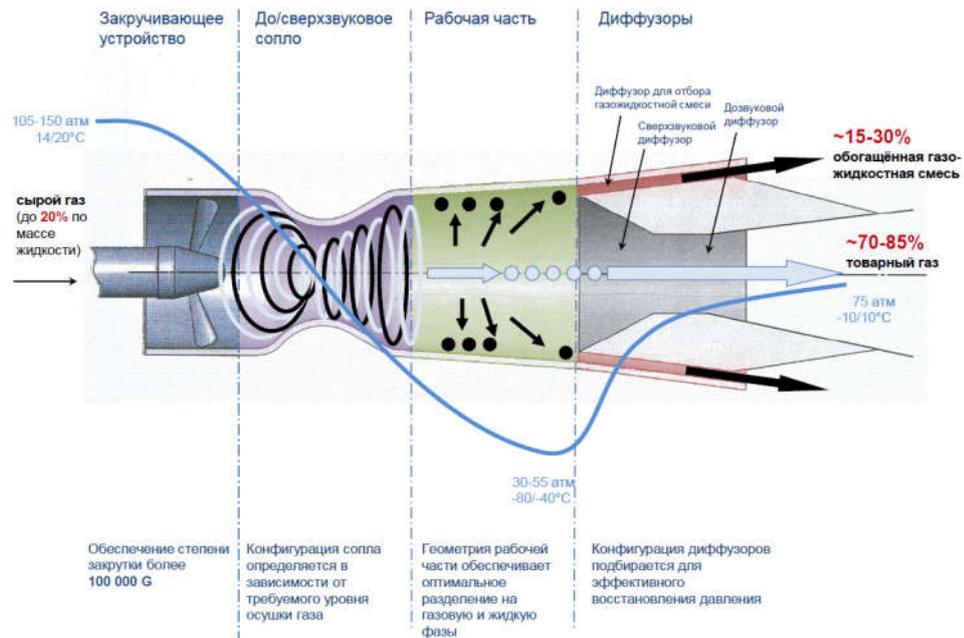


Рис. 3. Принципиальная схема 3S-сепаратора

Расширение природного газа даже до небольших чисел Маха ( $M \sim 1.5-2.0$ ) позволяет охладить газ до температур, достаточных для конденсации не только компонентов, тяжелее пропана, но даже и этана. При этом для достижения криогенных температур природного газа дополнительных источников холода (холодильников, турбодетандеров и т.д.) не требуется. В 3S-технологии отбор сконденсировавшихся в сверхзвуковом сопле капель конденсата, содержащих целевые компоненты, осуществляется под воздействием центробежных сил. Поле центробежных сил создается посредством закрутки потока в форкамере сверхзвукового сопла.

Принципиальная схема установки, реализующей 3S-технология (далее 3S-сепаратор), представлена на рис. 3. 3S-сепаратор включает в себя закручивающее устройство, до/сверхзвуковое сопло, рабочую часть, устройство отбора газожидкостной смеси, диффузоры.

Применение диффузора на выходе из рабочей части 3S-сепаратора позволяет за счет торможения преобразовать часть кинетической энергии потока в потенциальную, что обеспечивает получение (на выходе из диффузора) давления газа, существенно большего, чем статическое давление газа в сверхзвуковом сопле, при котором происходит конденсация целевых компонент.

3S-технология, способ и устройства, работающие на его основе, запатентованы в России и странах СНГ, а также в США, Канаде, Австралии, Великобритании, Франции, Нидерландах, Испании, Италии и ряде других стран.

В данный момент в промышленной эксплуатации находятся две установки сверхзвуковой сепарации. Эти установки смонтированы на газоперерабатывающих объектах ОАО «Роснефть» и на месторождении китайской государственной компании Petrochina.

Установка 3S-сепарации, смонтированная в 2007 г. в ОАО «Роснефть» на УКПГ Губкинского месторождения, позволила понизить точки росы по углеводородам и воде на  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  (по сравнению со стандартной схемой с клапаном Джоуля – Томсона, используемой ранее на этом объекте). Данная установка успешно эксплуатируется до сих пор и обеспечивает подготовку до  $80\ 000\ \text{м}^3/\text{час}$  природного газа при входном его давлении  $70-80\ \text{атм}$ .



Рис. 4. Установка 3S-сепарации на УКПГ Губкинского месторождения ОАО «Роснефть»

В 2011 г. в компании Petrochina был успешно запущен блок 3S-сепарации на установке переработки газа месторождения УАНА. Данный блок, включающий в себя два 3S-сепаратора, позволил более чем на 20 °С снизить точку росы по воде и углеводородам в товарном газе (по сравнению со стандартной схемой с клапаном Джоуля – Томсона, используемой ранее на этом объекте). При этом давление газа на входе в установку составляло 108 атм, а расход газа – 160 000 нм<sup>3</sup>/час.



Рис. 5. Блок 3S-сепарации на УПГ месторождения УАНА компании «Petrochina»

В 2009 г. на Заполярном месторождении ОАО «Газпром» были успешно проведены межведомственные испытания 3S-сепаратора. По результатам этих испытаний 3S-сепараторы были рекомендованы к применению на других объектах ОАО «Газпром».



Рис. 6. Установка 3S-сепарации на Заполярном месторождения ОАО «Газпром»

В настоящее время ведется монтаж установок 3S-сепарации на еще пяти объектах переработки газа в России и за ее пределами.

Основные преимущества 3S-сепараторов (по сравнению с традиционными технологиями сепарации углеводородов из природного газа) заключаются в следующем:

- малогабаритность и, как следствие, возможность размещения в достаточно ограниченном объеме, возможность достаточно легкого включения в комплекс другого оборудования, снижение стоимости монтажа и установки;
- низкие капитальные затраты и эксплуатационные издержки;
- экологическая безопасность;
- отсутствие движущихся частей;
- отсутствие потребности в постоянном обслуживании;

- способность использовать обычно пропадающую энергию пласта;
- более высокая эффективность, по сравнению с широко распространенным оборудованием для сепарации.

Все это делает особенно перспективным применение 3S-технологии для газовых месторождений, расположенных на Ямале и на шельфе Арктических морей.

В настоящее время основной схемой подготовки природного газа к транспортировке на морских месторождениях со средним и высоким пластовым давлением газа является схема низкотемпературной сепарации газа (НТС).

При этом целью такой подготовки газа может быть как обеспечение точки росы по углеводородам и воде, так и, в некоторых особых случаях, обеспечение необходимого уровня теплоты сгорания HV (HeatValue) подготовленного газа.

В начальный период эксплуатации месторождений для охлаждения газа в схемах НТС используют в основном только эффект Джоуля – Томсона, реализуемый посредством редуцирования давления газа в JT-клапане. При падении пластового давления газа обычно переходят на использование в схемах турбодетандерных агрегатов, в которых охлаждение газа достигается не только за счёт эффекта Джоуля – Томсона, но также посредством совершения газом дополнительной работы.

Базисные схемы НТС с использованием JT-клапана, а также турбодетандерного агрегата представлены на рис. 7–8.

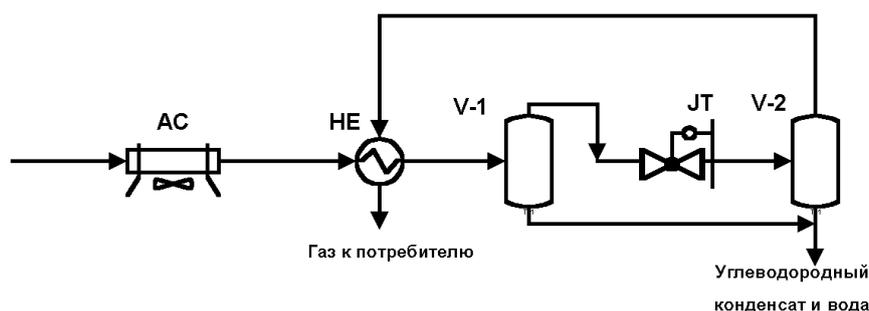


Рис. 7. Схема НТС с дросселированием газа

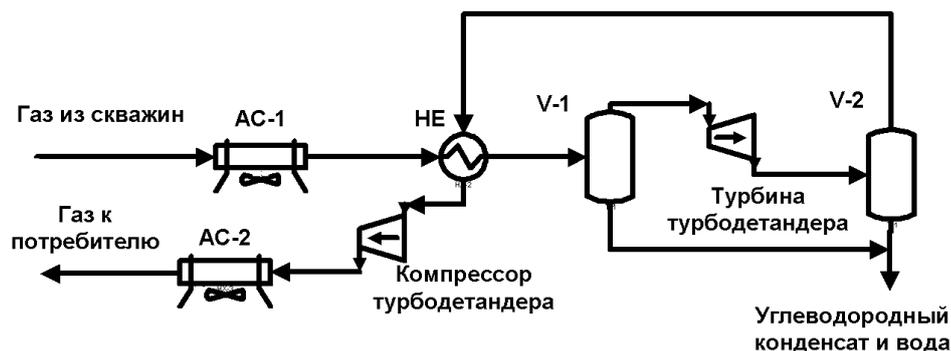


Рис. 8. Схема НТС с турбодетандерным агрегатом

Пластовый газ охлаждают в теплообменнике при помощи морской воды или в аппарате воздушного охлаждения АС и в рекуперативном теплообменнике НЕ и подают в первичный сепаратор V-1, где от газа отделяется жидкая фракция (вода и тяжелые углеводороды). Газовую фазу из сепаратора V-1 далее подают в JT- клапан, либо в турбодетандерный агрегат ТЕ. Охлаждённый газ после JT-клапана или турбины турбодетандерного агрегата поступает в концевой низкотемпературный сепаратор V-2, в котором отделяют сконденсировавшиеся компоненты, и далее в теплообменник НЕ. После теплообменника в схеме (рис. 7) газ подаётся в магистральный газопровод, по схеме (рис. 8) газ сжимают в компрессоре турбодетандерного агрегата, охлаждают в аппарате воздушного охлаждения и также подают в магистральный газопровод.

Применение 3S-сепараторов позволяет улучшить работу описанных схем обработки газа. Последние испытанные образцы 3S-сепараторов могут быть использованы как без дополнительных устройств (рис. 9), так и в случае необходимости в комбинации с рекуперативными теплообменниками и вторичными сепараторами (рис. 10).

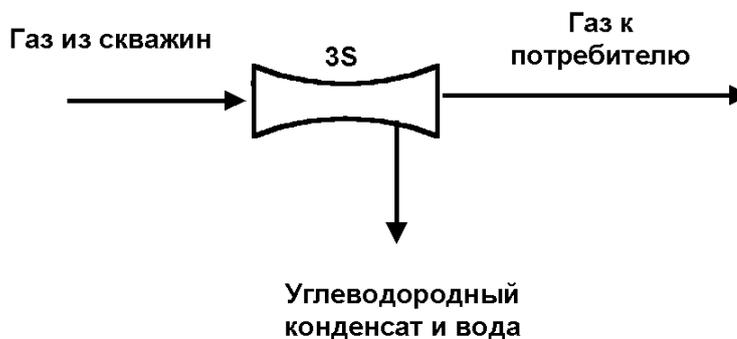


Рис. 9. 3S-сепаратор без дополнительных устройств

Наиболее интересным является случай использования 3S-технологии на месторождениях, в которых требуется поддерживать на выходе из установки подготовки газа давление подготовленного газа на уровне  $\sim 100$  атм. Высокий уровень давления газа на выходе из установки может быть обусловлен необходимостью транспортировки газа на большие расстояния. Особенно важно это для вариантов, в которых подготовленный газ необходимо транспортировать по подводному трубопроводу. Такой вариант, в частности, актуален при разработке месторождений, находящихся на значительном расстоянии от берега (Штокмановское месторождение и т.п.).

В этом случае обеспечить подготовку природного газа к транспортировке в большинстве случаев с помощью JT-клапана или турбодетандера невозможно. Это связано с тем, что в стандартных схемах провести конденсацию целевых компонентов при давлениях, близких к 100 атм, невозможно.

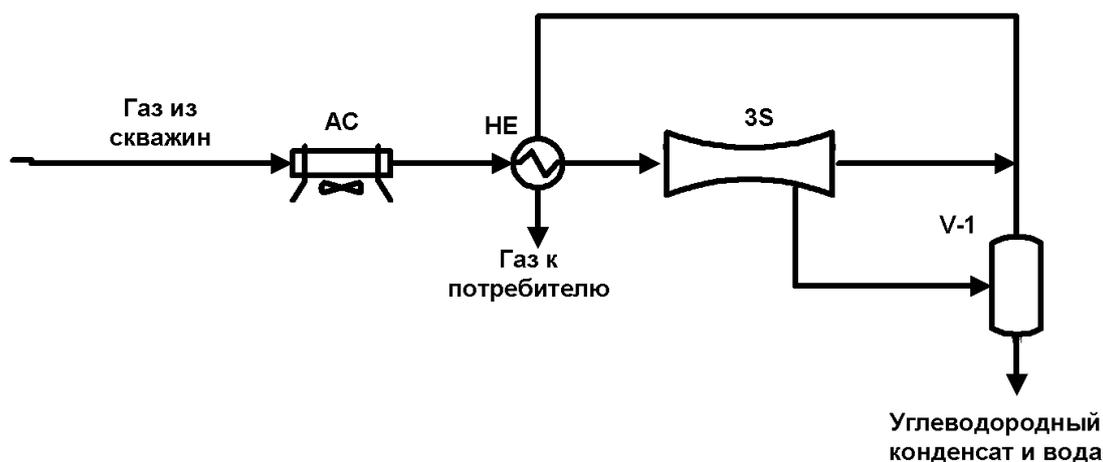


Рис. 10. Комбинированная схема использования 3S-сепаратора

На рис. 11 показана фазовая диаграмма природного газа в координатах «температура» и «давление». Внутри такой фазовой диаграммы природный газ представляет собой двухфазную смесь газа и жидкости. Для разделения компонентов природного газа в низкотемпературном технологическом процессе необходимо, чтобы природный газ в какой-нибудь точке процесса существовал в двухфазном состоянии. В то же время для любого природного газа существуют критические значения давления (ССВ) и температуры (ССТ) газа, выше которых образование жидкой фазы невозможно. Для

природных газов критическое давление часто не превышает 100 атм, именно поэтому при давлениях больше 100 атм конденсацию и сепарацию компонент природных газов в стандартных низкотемпературных процессах провести невозможно.

На рис. 11 отображены диаграммы изменения термодинамического состояния при последовательном прохождении природного газа через различные участки установок, схемы которых приводятся на рис. 7–9.

P–T-диаграмма A-D-F-E соответствует схеме установки с JT-клапаном (представленной на рис. 7), A-D'-F'-E'-E – схеме с турбодетандером (рис. 8), A-B-C – схеме 3S-сепаратора (рис. 9). Участки A-D, A-D' и F-E, F'-E' отражают прохождение газа через охлаждающие и нагревающие каналы рекуперативного теплообменника HE, D-F – дросселирование газа в JT-клапане, D'-F' – прохождение газа через турбину турбодетандера TE, E'-E – сжатие газа в компрессоре турбодетандера TE.

Диаграмма A-B-C показывает прохождение газа через 3S-сепаратор (рис. 11). Причем отрезок A-B соответствует расширению природного газа в сопле 3S-сепаратора (процессу охлаждения газа, конденсации целевых компонентов и отделения сконденсировавшихся капель конденсата), участок B-C отражает сжатие газа в диффузоре 3S-сепаратора.

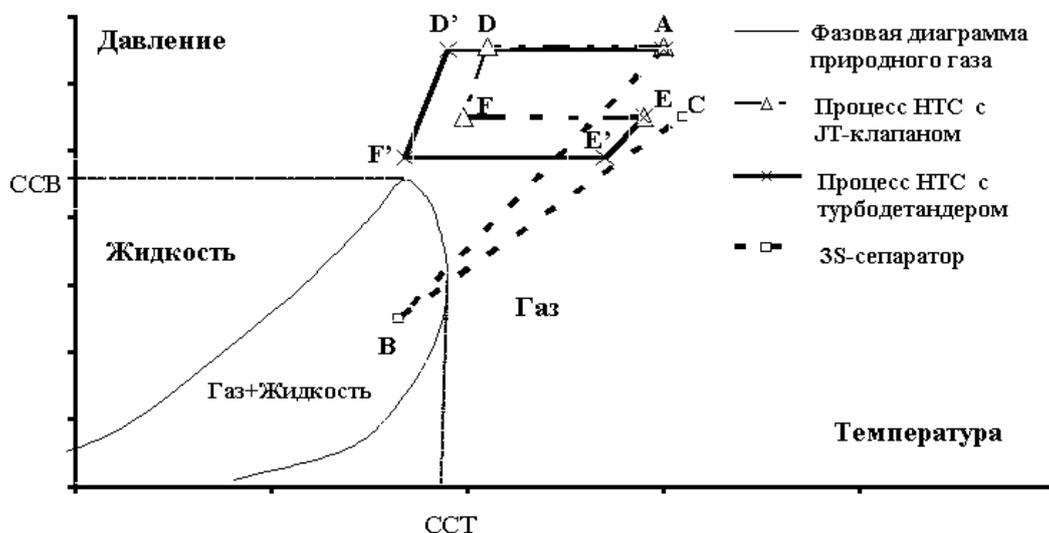


Рис. 11. Диаграммы различных процессов переработки природного газа в случае высокого давления газа на выходе из установки

В представленных случаях (см. рис. 11) ни НТС с JT-клапаном, ни НТС с турбодетандером не обеспечивают конденсации компонентов газа, а, следовательно, и сепарацию целевых компонентов. В то же время за счет расширения газа до сверхзвуковых скоростей в сопловом канале 3S-сепаратора удается достаточно сильно охладить газ и провести сепарацию тяжелых компонентов.

Таким образом, применение 3S-технологии открывает новые возможности при переработке газа на морских месторождениях.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Vu V.K., Fantoft R., Shaw C., Gruehagen H.* Comparison of Subsea Separation Systems // Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 4-7 May, 2009.
2. *Alfyorov V., Bagirov L., Dmitriev L., Feygin V., Imayev S., Lacey J. R.* Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components // Oil & Gas Journal. 2005. May 23.