

УДК 552.578.1:665.622.2



Возможности использования сверхзвуковых технологий обработки газа в подводных добывающих комплексах

Capabilities of Using Supersonic Gas Technology at Subsea Production Systems



С.З. Имаев,
К.ф.-м.н.



Е.В. Войтенков



Е.А. Николаев

/ООО «ЭНГО Инжиниринг», г. Москва
Тел./факс (495)540-46-36
info@engo3s.com/

Dr. S.Z. Imaev, E.V. Vojtenkov,
E.A. Nikolaev /ENGO Engineering, Ltd,
Moscow/

Технология сверхзвуковой сепарации газа (3S-технология) предназначена для подготовки газа к транспорту, а также для извлечения из газа целевых фракций, таких как углеводородный конденсат, пропан-бутановая и этановая фракции. Технология базируется на охлаждении закрученного потока газа в сверхзвуковом сопле Лаваля.

В настоящее время технология 3S-сепарации успешно применяется на нескольких промышленных объектах в России (ОАО «Роснефть») и за рубежом (PetroChina Company Ltd.). Использование 3S-технологии открывает новые возможности в переработке газа в подводных добывающих комплексах.

Super Sonic gas Separation technology (3S-technology) was designed to prepare the gas for transportation and to extract from gas target fractions, such as hydrocarbon condensate, propane-butane and ethane. The technology is based on cooling of swirling gas in supersonic Laval nozzle.

At present 3S-technology is successfully used by several industrial plants in Russia (Rosneft JSC) and abroad (PetroChina Company Ltd.). Application of 3S-technology creates new opportunities in gas processing at subsea production systems.

Ключевые слова: технология сверхзвуковой сепарации газа, подводные добывающие комплексы.

Key words: supersonic gas separation technology, subsea production systems.

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. По прогнозам, значительные запасы углеводородов залегают

также на шельфе моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

Разработка месторождений в арктическом регионе осложняется не столько специфическими климатическими условиями, сколько 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 Арктике расстояние от самого месторождения до береговой линии часто превышает несколько сотен километров. Поэтому применение стандартных схем подготовки и транспортировки углеводородов будет сопряжено со значительными капитальными затратами, которые вызваны 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 является оборудование, обеспечивающее подготовку природного газа к транспорту, в частности сепарационное оборудование, обеспечивающее разделение газожидкостного потока, поступающего из добывающих скважин.

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

К настоящему времени в мире установлено семь комплексов подводной сепарации. В четырех из них сепарация осуществляется 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/Framo Engineering на месторождении Troll (Statoil, Норвегия). Позднее компанией FMC подводные сепараторы были установлены 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 такие сепараторы выпускаются как в горизонтальном, так и в вертикальном исполнении. Горизонтальные сепараторы используют в тех случаях, когда кроме разделения потока на газовую и жидкую фазы необходимо произвести отделение от углеводородной жидкости воды (трехфазное разделение). Примером может служить горизонтальный сепаратор для проекта Tordis (Норвегия), в котором скважинный флюид сначала направляется в сепарационную емкость, снабженную входным циклонным сепаратором, где происходит отделение большей части газового потока. Оставшиеся вода, нефть и газ

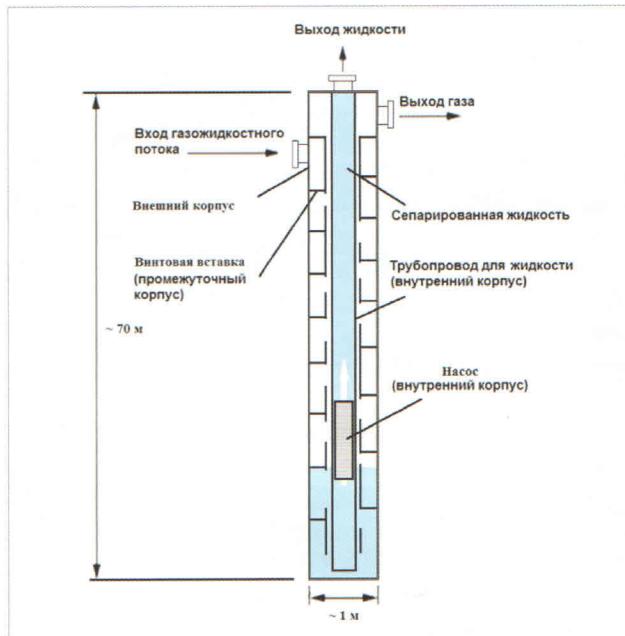


Рис. 1. Схема кессонного сепаратора

разделяются посредством гравитации внутри резервуара сепаратора. Вертикальные сепараторы более эффективны для газожидкостного разделения. Такой сепаратор был, например, установлен на месторождении Pazflor (Ангола). Его особенностью 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 кессона, вбитого в морское дно, с цилиндрическим циклонным газожидкостным сепаратором в верхней части и электрическим погружным насосом, расположенным ниже внутри кессона (рис. 1). В этих сепараторах за счет тангенциального подвода входного потока внутри кессона создается закрученный поток, обеспечивающий сепарацию капель, которые отбрасываются к стенкам сепаратора. Газ за счет собственного давления транспортируется на платформу, в то время как жидкость транспортируется за счет нагнетания ее насосом.

Рядом компаний предложено в подводных комплексах сепарации использовать 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 рядом существенных преимуществ,

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 – технология сверхзвукового разделения, получившая название 3S-технология (SuperSonic Separation) [2]. Технология базируется на охлаждении природного газа в сверхзвуковом закрученном потоке. Сепараторы, изготовленные в соответствии с этой технологией, позволяют не только отделить от газа жидкость, но и произвести отбор отдельных целевых фракций углеводородов. Данная технология, по-видимому, позволит реализовать подводную подготовку газа к транспорту, заключающуюся в обеспечении необходимых точек росы по воде и углеводородам в транспортируемом с морского месторождения газе.

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

Расширение природного газа даже до небольших чисел Маха ($M \sim 1.5\text{--}2.0$) позволяет охладить газ до температур, достаточных для конденсации компонентов тяжелее не только пропана, но даже и этана. При этом для достижения криогенных температур природного газа дополнительных источников холода, таких как холодильники, турбодетандеры и т.д., не требуется. В 3S-технологии отбор сконденсировавшихся в сверхзвуковом сопле капель, содержащих целевые компоненты, осуществляется под воздействием центробежных сил. Поле центробежных

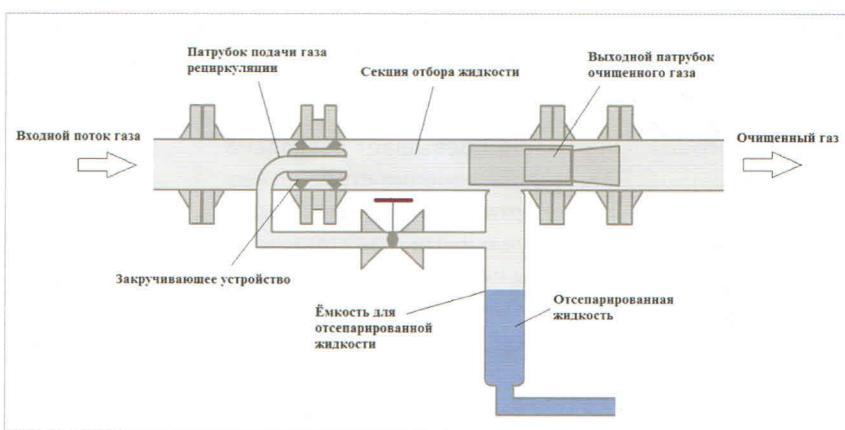


Рис. 2. Схема компактного динамического сепаратора

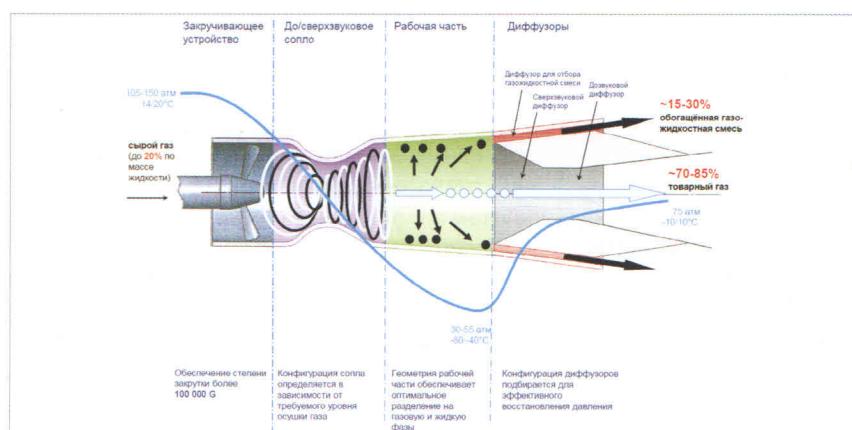


Рис. 3. Принципиальная схема 3S-сепаратора

сил создается посредством закрутки потока в форкамере сверхзвукового сопла.

Принципиальная схема установки, реализующей 3S-технологию (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 превышающего его статическое давление в сверхзвуковом сопле, при котором происходит конденсация целевых компонентов.

3S-технология как 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 (рис. 4), позволила понизить точки росы по углеводородам и воде на 20 °C по сравнению со стандартной схемой с клапаном Джоуля – Томсона, используемой ранее на этом объекте. Данная ус-

тановка успешно эксплуатируется до сих пор и обеспечивает подготовку до 80 000 нм³/час природного газа при входном давлении газа 70-80 атм.

В 2011 г. в компании Petrochina был успешно запущен блок 3S-сепарации на установке переработки газа месторождения ЯНА (рис. 5). 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, расход газа – 160 000 нм³/час.

В 2009 г. на Заполярном месторождении ОАО «Газпром» были успешно проведены межведомственные испытания 3S-сепаратора (рис. 6). По результатам этих испытаний 3S-сепараторы были рекомендованы к применению на других объектах ОАО «Газпром».

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

Основные преимущества 3S-сепараторов перед традиционными технологиями сепарации углеводородов из природного газа заключаются в следующем:

- малогабаритность, что позволяет размещать сепаратор в достаточно ограниченном объеме, легко включать в комплекс другого оборудования, снижает стоимость монтажа и установки;
- низкие капитальные затраты и эксплуатационные издержки;
- экологическая безопасность;
- отсутствие движущихся частей;
- отсутствие потребности в постоянном обслуживании;
- способность использовать обычно теряемую энергию пласта;
- более высокая эффективность по сравнению с общераспространенным оборудованием для сепарации.

Все это делает особенно перспективным применение 3S-технологии на газовых месторождениях, 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 (HTC). Целью такой подготовки газа может быть как обеспечение точки росы по углеводородам и воде, так и, в некоторых особых случаях, достижение необходимого уровня теплоты сгорания HV (Heat Value) подготовленного газа.

В начальный период эксплуатации месторождений для охлаждения газа в схемах HTC используют в основном только эффект Джоуля – Томсона, реализуемый посредством редуцирования давления газа в JT-клапане. При падении пластового давления газа



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



Рис. 5. Блок 3S-сепарации на УПГ месторождения ЯНА компании Petrochina



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

обычно переходят на использование в схемах турбодетандерных агрегатов, в которых охлаждение газа достигается не только за счет эффекта Джоуля – Томсона, но также посредством совершения газом дополнительной работы.

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

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 отде-

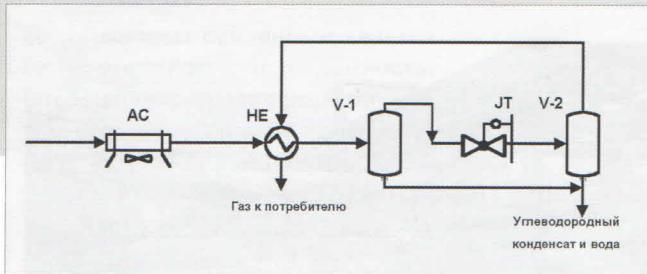


Рис. 7. Схема НТС с дросселированием газа

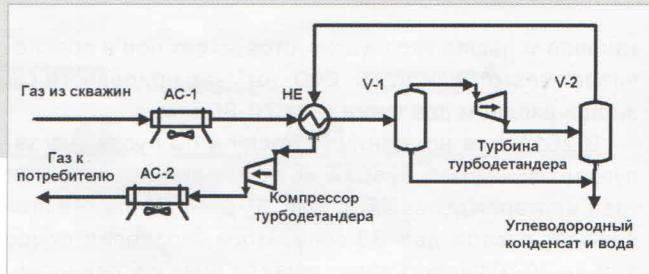


Рис. 8. Схема НТС с турбодетандерным агрегатом

ляется жидкая фракция (вода и тяжелые углеводороды). Газовую фазу из сепаратора V-1 далее подают в JT-клапан либо в турбодетандерный агрегат ТЕ. Охлажденный газ после JT-клапана или турбины турбодетандерного агрегата поступает в концевой низкотемпературный сепаратор V-2, в котором отделяют сконденсировавшиеся компоненты, и далее – в теплообменник HE. После теплообменника в схеме рис. 7 газ подается 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).

Наиболее интересным является случай использования 3S-технологии на месторождениях, где требуется поддерживать на выходе из

установки подготовки газа давление подготовленного газа на уровне ~100 атм. Высокий уровень давления газа на выходе из установки может быть обусловлен необходимостью транспортирования газа на большие расстояния. Особенно это важно 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 др.).

В этом случае обеспечить подготовку природного газа к транспортировке с помощью JT-клапана или турбодетандера практически невозможно. Это связано с тем, что стандартные схемы не позволяют провести конденсацию целевых компонентов при давлениях, близких к 100 атм.

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 низ-

котемпературном 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 (CCB) и температуры (CCT), выше которых образование жидкой фазы невозможно. Для природных газов критическое давление часто не превышает 100 атм, именно поэтому при давлениях, больших 100 атм, конденсацию и сепарацию компонент природных газов в стандартных низкотемпературных процессах провести невозможно.

На рис. 11 нанесены диаграммы изменения термодинамического состояния при последовательном прохождении природного газа через различные участки установок, схемы которых приведены 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 нагреваю-

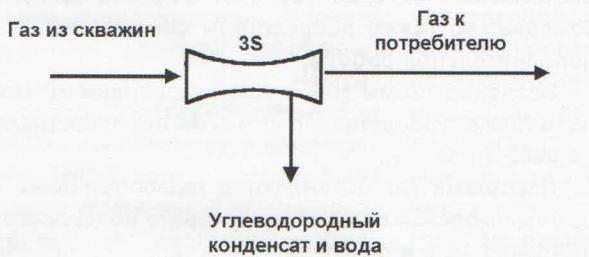


Рис. 9. 3S-сепаратор

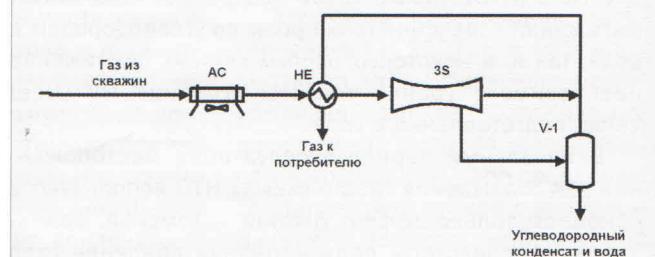


Рис. 10. Комбинированная схема использования 3S-сепаратора

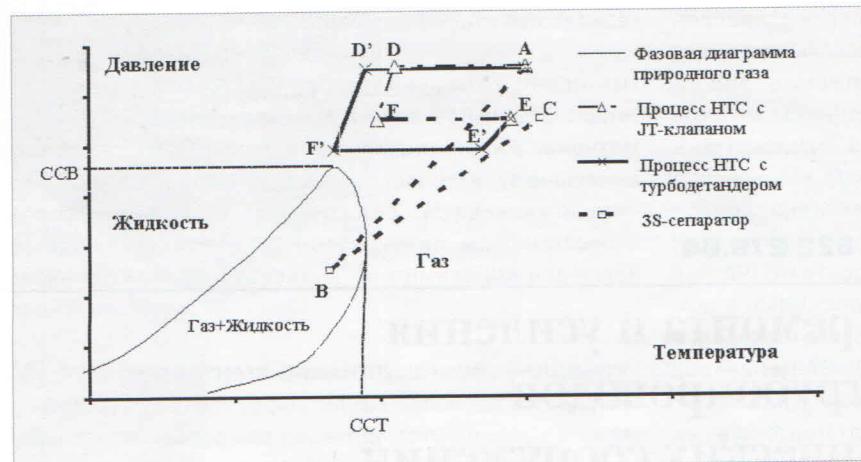


Рис. 11. Диаграммы различных процессов переработки природного газа в случае высокого давления газа на выходе из установки

щие каналы рекуперативного теплообменника НЕ, D-F – дросселирование газа в JT-клапане, D'-F' – прохождение газа через турбину турбодетандера TE, E'-E – сжатие газа в компрессоре турбодетандера TE.

Диаграмма А-В-С соответствует прохождению газа через 3S-сепаратор (рис. 11), причем отрезок А-В соответствует расширению природного газа в сопле 3S-сепаратора, сопровождающему процессом

охлаждения газа, конденсации целевых компонентов и отделения сконденсировавшихся капель конденсата, участок В-С отражает сжатие газа в диффузоре 3S-сепаратора.

Для представленных на рис. 11 случаев ни НТС с JT-клапаном, ни НТС с турбодетандером не обеспечивают конденсацию 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 в переработке газа на морских месторождениях.

Литература

1. Van Khoi Vu, Rune Fantoft, Chris Shaw, Henning Gruehagen (2009). Comparison of Subsea Separation Systems. Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA, 4-7 May, 2009.

2. Vadim Alfyorov, Lev Bagirov, Leonard Dmitriev, Vladimir Feygin, Salavat Imayev, John R. Lacey. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas components // Oil & Gas Journal, May 23, 2005.

ВИЗИТНАЯ КАРТОЧКА ПРЕДПРИЯТИЯ



ООО «ЭНГО Инжиниринг»
101000, г. Москва, ул. Сретенский
бульвар, д. 6/1, стр. 1, оф. 43
Тел./факс (495)540-46-36
info@engo3s.com

ООО «ЭНГО Инжиниринг» занимается развитием и коммерциализацией инновационной сверхзвуковой технологии сепарации газов (3S-технологии). Компания является разработчиком и патентообладателем данной технологии.

Партнерами компании являются крупнейшие нефтегазовые корпорации («Роснефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ», PetroChina, FMC Technologies и др.).

С 2007 года установка 3S-сепарации работает в промышленном режиме на месторождении в Западной Сибири и с 2011 года – в Китае. В завершающей стадии реализации находятся четыре проекта.

На собственном экспериментальном газодинамическом стенде непрерывно ведется научно-исследовательская работа по развитию 3S-технологии.

С 2012 года ООО «ЭНГО Инжиниринг» является резидентом Фонда «Сколково».