

УДК 622.276.04

И.Э. Ибрагимов, С.А. Трудов

Технологические схемы подготовки скважинной продукции подводного промысла

Арктический шельф является основным потенциальным источником газодобычи для России и для мирового рынка в целом. Однако освоение арктических территорий осложнено экстремальными природно-климатическими условиями, включая низкие температуры воздуха, сильные ветры и ледяной покров на акватории морей. В этих условиях применение платформенных технологий добычи углеводородов может оказаться неэффективным, а наиболее перспективными, особенно для месторождений природного газа, представляются подводные промыслы [1]. Технический прорыв последних лет позволил выйти на принципиально новые схемы обустройства шельфовых месторождений с использованием подводных добычных комплексов: созданы и эксплуатируются установки первичной подготовки углеводородов, выполненные в подводном исполнении. В качестве конечной цели на сегодняшний день в большинстве случаев рассматривается создание автономного подводного промысла (*англ.* subsea factory), концепция которого предложена компанией Statoil [2] и принята как перспективное направление развития данной технологии большинством специалистов отрасли, работающих в секторе подводного оборудования.

Исходя из актуальности задач освоения месторождений природного газа Арктического шельфа РФ, авторами изучена возможность создания технологической схемы подводного промысла, которая обеспечивала бы полную подготовку скважинной продукции, обусловив тем самым безопасный однофазный транспорт. В качестве аналога подводного промысла на месторождениях Арктического шельфа может быть использована типовая схема обустройства, рассмотренная на рис. 1 [3]. Согласно ей пластовая продукция, поступающая со скважин, подается в подводный промысловый центр (ППЦ), где установлены фонтанная арматура, контрольно-измерительная аппаратура, управляющая система и манифольд для объединения потоков, редуцирования, замера параметров и при необходимости впрыска ингибитора гидратообразования (ИГ). Из ППЦ пластовая продукция поступает в центральный манифольд, предназначенный для сбора продукции скважин с ППЦ и представляющий собой систему труб и необходимого оборудования (регулирующие клапаны, муфты для трубопроводов, блок управления и т.д.). Далее пластовая продукция подается в подводную систему подготовки, где осуществляется сепарация и осушка газа, его очистка от механических примесей, контроль точки росы по воде и жидким углеводородам, а также содержания механических примесей перед подачей на блок компримирования. С выхода подводной системы подготовки продукция попадает на блок компримирования для передачи на берег. Основной парк сырьевых емкостей и блоков регенерации ИГ предусматривается на берегу. В зависимости от потребности в состав подводного оборудования также может входить блок ИГ, состоящий из сырьевой емкости ИГ, насоса и запорно-регулирующей арматуры.

Блок утилизации предназначен для закачки отделенной воды с механическими примесями в нагнетательную скважину. Блок состоит из трехфазных разделителей и трубопроводной обвязки с запорно-регулирующей арматурой, а также насосов. В разделителях происходит отделение воды от механических примесей и жидких углеводородов. Насосы предназначены для перекачки воды с механическими примесями и жидких углеводородов соответственно.

Далее предлагается рассмотреть концепцию обеспечения полной подготовки пластовой продукции, в частности, схему подводной системы подготовки продукции

Ключевые слова:

Арктический шельф, добыча газа, скважина, автономный подводный промысел, пластовый газ, низкотемпературная сепарация.

Keywords:

Arctic shelf, gas recovery, well, autonomous subsea factory, formation gas, low-temperature separation.

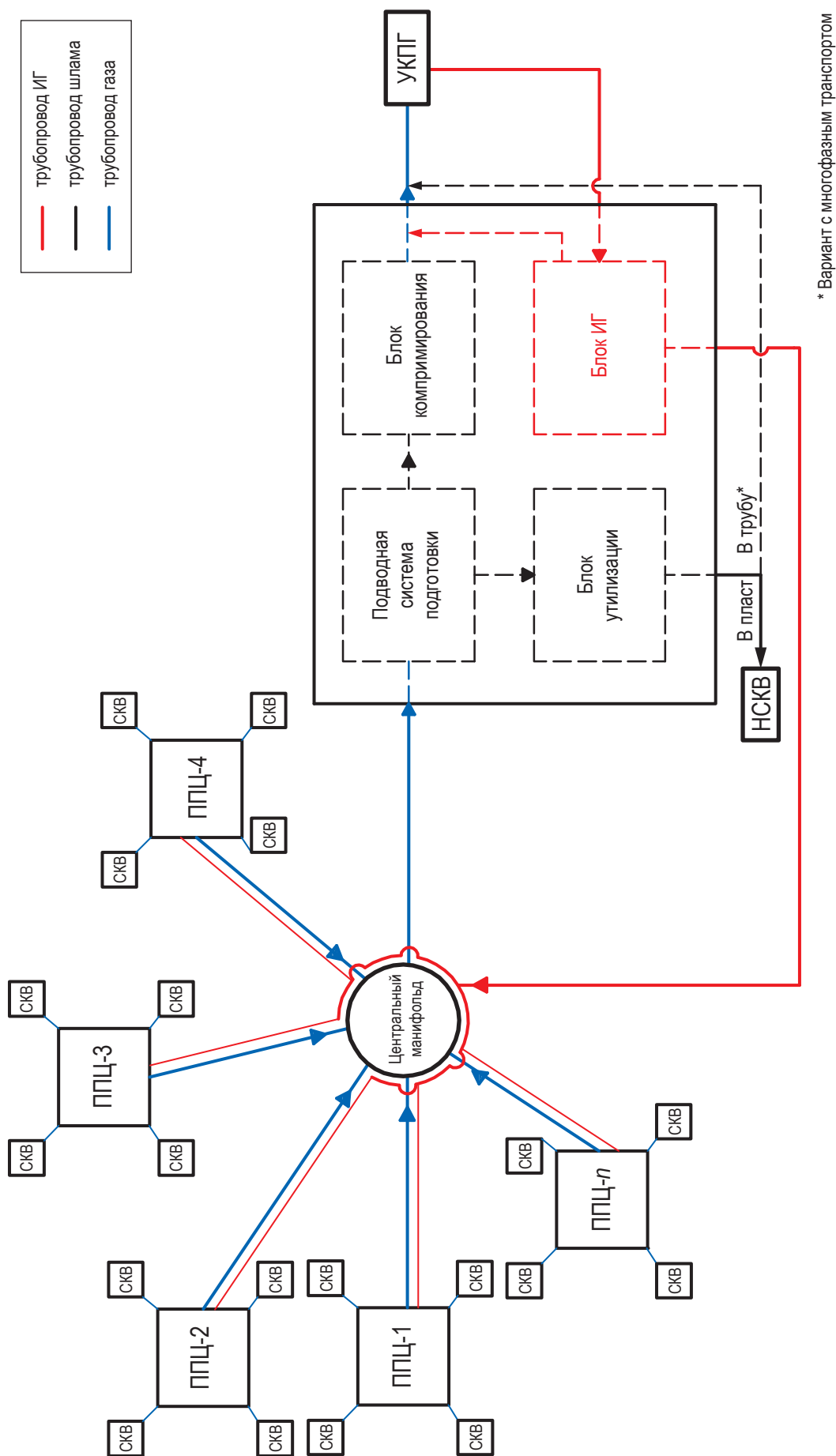


Рис. 1. Типовая схема обустройства подводного промысла:

СКВ – подводное устье скважины; НСКВ – подводное устье нагнетательной скважины; УКПГ – установка комплексной подготовки газа

с технологическими линиями низкотемпературной сепарации (НТС), которая предназначена для подготовки пластовой продукции по точке росы по воде и углеводородам, а также содержанию механических примесей (рис. 2). В соответствии с предлагаемой схемой поступающая с центрального манифольда пластовая продукция подается в блок-модуль I ступени сепарации. В блоке-модуле происходит первичная сепарация (отделение капельной жидкости и механических примесей). Далее предварительно очищенный газ подается на блок-модуль охлаждения. Здесь происходит снижение температуры газа до необходимой точки росы посредством теплообмена с морской водой, расширения газа на дросселе или в турбодетандерном агрегате. Для предотвращения образования гидратов после охлаждения газа перед блоком-модулем охлаждения необходимо подавать ИГ.

При охлаждении газа конденсируются вода (водный раствор ИГ) и жидкие углеводороды, которые улавливаются в блоке-модуле тонкой очистки (низкотемпературном сепараторе). Далее газ подается на узел замера, где осуществляется контроль параметров технологического процесса.

В зависимости от состава пластовой продукции, условий транспортировки на береговую УКПП, а также климатических и географических факторов может быть применена упрощенная технологическая схема. Такая схема предназначена для предварительной подготовки пластовой продукции и заключается в сепарации капельной жидкости и механических примесей в соответствии с требованиями поставщиков компрессорного оборудования.

В настоящее время в свете распространения нефтегазодобывающих работ в глубоководных и суровых регионах подводные технологии подготовки продукции становятся сегодня все более востребованными. Применительно к арктическим морям подводные технологии открывают возможности уменьшения надводных объектов обустройства. Размещая объекты обустройства под водой, оператор месторождения сокращает площадь надводных сооружений и снижает возможность воздействия на объекты обустройства суровых природно-климатических явлений. В связи с этим на платформе высвобождаются мощности для подготовки углеводородов и исчезает необходимость сепарации и компримирования на платформе.

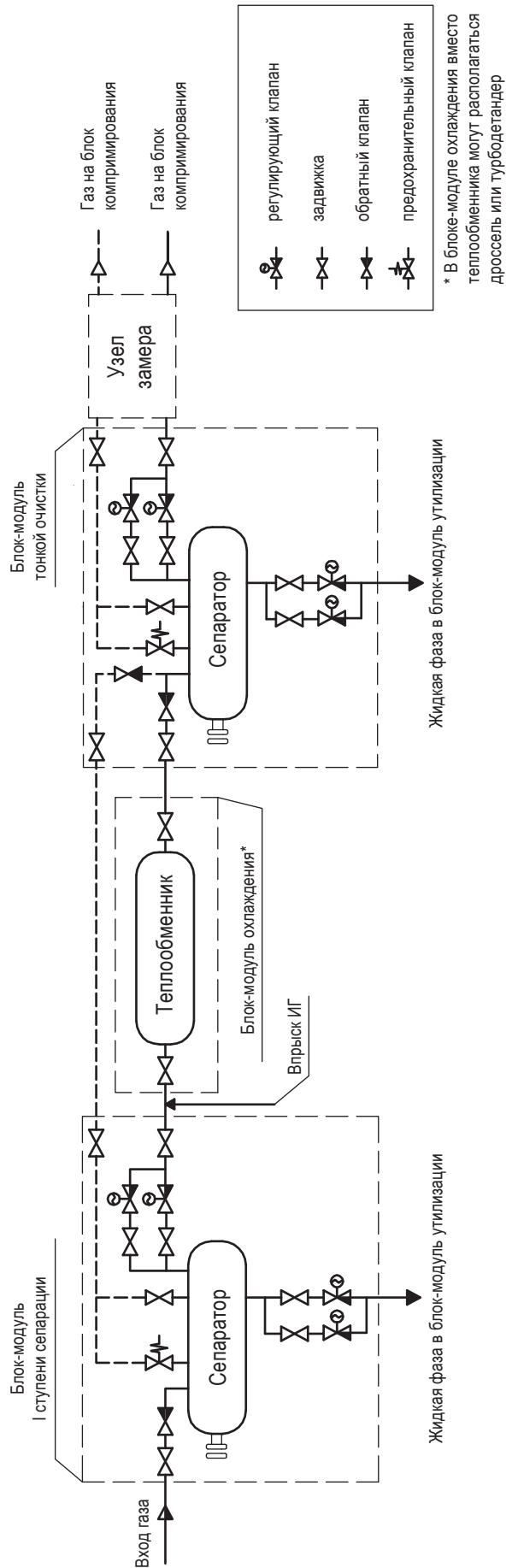


Рис. 2. Технологическая схема подводной системы подготовки пластовой продукции с технологическими линиями НТС

Однако для реализации такой сложнейшей с технической точки зрения задачи необходимо решить целый ряд технико-технологических проблем, в том числе вопросы передачи и распределения электроэнергии на дальние расстояния, а также высокоскоростной передачи данных, поскольку все процессы должны контролироваться и управляться дистанционно. Одна из наиважнейших задач – обеспечение надежности подводных технологий, поскольку инспекция подводного оборудования в арктических условиях затруднена, а его обслуживание и (или) замена ограничены ледовой обстановкой. Кроме того, отказ подводного технологического оборудования непосредственно влия-

ет на состояние окружающей среды. И, наконец, подводное оборудование должно обеспечивать непрерывность добычи и окупаемость капитальных вложений.

Таким образом, реализация концепции полностью автономных подводных промыслов – многоаспектная задача, требующая сложных технологических решений. При этом наиболее фундаментальная проблема состоит в объективной необходимости разработать высоконадежное оборудование и машины, которые практически не будут выходить из строя.

Список литературы

1. Толстов С.С. Подводная технология добычи углеводородов – ключевой фактор освоения ресурсов шельфа Арктики / С.С. Толстов, Д.А. Мирзоев, И.Э. Ибрагимов // Газовая промышленность. – 2011. – Спецвыпуск № 661: Добыча углеводородов на шельфе.
2. Подводная «фабрика» размером с футбольное поле // Веб-журнал о Норвегии. – <http://norginfo.com/biznes/novie-tehnologii-ekologiya/1282-podvodnaya-fabrika-razmerom-s-futbolnoye-pole>.
3. Р Газпром 2-3.7-666-2012. Проектирование оборудования подводного газодобывающего комплекса. Подводный блок обработки продукции скважин с технологическими линиями низкотемпературной сепарации.