рядка 8-14 % объема выхлопных отработанных газов. Возникает необходимость дополнительного снижения CO_2, то есть разработать методику и применять технико-технологические меры для дальнейшего снижения двуокиси углерода в составе выхлопных газов. Средством снижения количества выбросов CO_2 в отработанных газах может служить так называемый метод «пассивной» нейтрализации посредством катализатора для CO_2 , установленной на выпускном тракте автомобиля.

Рассмотрим химические реакции, позволяющие отделение, накопление и утилизацию CO_2 в составе отработанных газов автомобиля. Таковой является реакция карбоната кальция с двуокисью углерода, она имеет вид

$$Ca(OH)_2 + CO_2 \rightleftarrows CaCO_3 + H_2O$$

$Ca(OH_2)$ - это гашенная известь, которая получается в итоге обжигания кальцината $CaCO_3$при высокой температуре.

На основе данной технологии представляется возможным разработать техническое решение для обеспечения фильтрации и нейтрализации CO_2 в выхлопных газах двигателей работающих на бензине и на газомоторном топливе.

Для инженерного решения вопроса нами разработан технологический принцип, основанный на абсорбировании CO_2 в батареях (конверторах). В настоящее время проводится подготовка теоретической базы и технической документации на основе создания так называемой «батареи ловушки CO_2» с применением карбонита кальция с различными присадками, тока высокой частоты электромагнитного поля и прочее.

Для проведения научно-экспериментальных работ созданы соответствующие условия: современные контрольно-измерительные и регистрирующие приборы на основе высоких технологий.

Литература

1. «Fuglogtvedt. Jset al.» Оценка воздействия транспорта на климат и озон. Atmos. Roveron.44. 4648-4677 (2010).
2. Материалы РКИК ООН (рамочная конвенция изменения климата ООН) Париж 1 декабря 2015 года.
3. Луканин В.Н., Трафименко Ю.В.. Промышленно-транспортная экология. М.Высшая школа 2001г., 295 стр.
4. Быстроходные двигатели внутреннего сгорания. Перевод с английского. М.ГНТИ. Машлит. 1960 г., 411 стр.
5. Мосикян К.А. и другие. Авторское свидельство номер 3001 А от 16.02.2016г. “Камера сгорания ДВС”.

AUTOMATIC REMOVAL OF FLUID FROM LOW PRESSURE PLUMES AND GAS FIELD COLLECTORS

Krasnov A. N.,
Candidate of technical sciences, associated Professor,
Ufa State Petroleum Technological University (USPTU)
Prakhova M. U.,
Associated Professor,
USPTU
Khoroshavina E.A.
Candidate of technical sciences, associated Professor,
USPTU

АВТОМАТИЧЕСКОЕ УДАЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ ИЗ НИЗКОНАПОРНЫХ ШЛЕЙФОВ И КОЛЛЕКТОРОВ ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ

Краснов Андрей Николаевич,
Канд. техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ)
Прахова Марина Юрьевна
Доцент УГНТУ
Хорошавина Елена Александровна
Канд. техн. наук, доцент УГНТУ

SUMMARY: The transition of gas fields to the final stage of development entails many problems, one of which is an increase of the formation fluid content in the produced gas. The article contains the analysis of the existing methods for removal of fluid accumulated in loops and gas gathering networks. A system is proposed for automatic removal of fluid from low-pressure loops and collectors, which allows avoiding their flushing to a torch. The system practically does not require additional investments due to the use of existing equipment, reduces gas losses and improves the environmental situation in the gas field.

АННОТАЦИЯ*:* Переход газовых месторождений в завершающую стадию разработки влечет за собой много проблем, одной из которых является увеличение содержания пластовой жидкости в добываемом газе. В статье анализируются существующие методы удаления скопившейся в шлейфах и газосборной сети жидкости. Предложена система автоматического удаления жидкости из низконапорных шлейфов и коллекторов, позволяющая избежать их продувки на факел. Система практически не требует дополнительных

капиталовложений за счет использования существующего оборудования, уменьшает потери газа и улучшает экологическую обстановку на газовом промысле.

Keywords: plume, gas gathering network, water cut, self-killing of gas well, compressor, low pressure gas

Ключевые слова: шлейф, газосборная сеть, обводненность, самозадавливание газовой скважины, компрессор, низконапорный газ.

Постановка проблемы. Большинство крупнейших газовых месторождений Западной Сибири, таких как Вынгапуровское, Медвежье, Уренгойское и др., в настоящее время либо переходят в завершающую стадию разработки, либо уже перешли в нее. Основная особенность этой стадии – существенное снижение пластового давления, что осложняет эксплуатацию как самих скважин, так и газосборных сетей (ГСС). Причиной осложнения является увеличение содержания в газе пластовой жидкости при одновременном снижении не только давления, но также температуры и расхода газа.

Эти факторы способствуют созданию условий для накопления жидкости в трубопроводах ГСС, что, в свою очередь, формирует целый комплекс эксплуатационных проблем, таких как рост потерь давления по длине шлейфов, появление залповых выбросов жидкости во входные сепараторы установок комплексной подготовки газа (УКПГ), увеличение риска льдо- и гидратообразования.

С учетом того, что обозначенная проблема с каждым днем становится все более распространенной, разработка системы, позволяющей эффективно удалять жидкость из скважин и ГСС путем адаптации существующей системы сбора газа к работе при пониженных значениях устьевых давлений с минимальными затратами, является актуальной научно-практической задачей.

Анализ последних исследований и публикаций. На сегодняшний день существует несколько типовых технических решений и методов предотвращения накопления и удаления жидкости из скважин и ГСС.

Удаление жидкости из шлейфа производится либо периодически, т.е. по факту ее накопления, либо постоянно, что позволяет избежать скопления больших количеств воды на каком-либо участке шлейфа [1 – 10]. Периодическая очистка производится чаще всего продувкой шлейфов на свечу на устье скважины или на газовом промысле [2, 3]. Существует также периодическая очистка с помощью разрушающихся или неразрушающихся поршней [5].

В [6] периодическое удаление жидкости с забоя скважины производится посредством добываемого газа, путем продувки шлейфов через газовый эжектор. Каждая скважина периодически подключается к камере смешения эжектора, на вход которого подается высоконапорный газ с дожимной компрессной станции (ДКС), а затем смешанный поток направляется на вход ДКС. Период продувки каждой скважины определяется по стабилизации температуры в ней. Данный способ фактически подразумевает прогрев шлейфов и скважин путем закачки осушенного газа высокого давления с газового промысла через шлейф в пласт с одновременной подачей распыленного метанола (через эжектор). В качестве недостатка такого способа необходимо отметить прежде всего то, что скопившаяся в шлейфе жидкость не удаляется из ГСС и попадает обратно в пласт, что впоследствии опять приведет к образованию пробок и задавливанию скважин.

Для постоянной очистки шлейфа необходимо увеличить скорость газожидкостного потока. Это можно сделать добавлением в поток поверхностно-активных веществ [7] или конструктивными изменениями существующей системы сбора, например, прокладкой трубопровода с меньшим диаметром внутри существующего («труба в трубе») [1], просто заменой существующих шлейфов на меньший диаметр [3], объединением двух шельфов в один [4]. В результате таких мероприятий условия выноса жидкости улучшаются, поэтому вопрос о ее скоплении на каких-либо участках не встает.

В [1] проведен подробный анализ перечисленных методов, позволяющий оценить преимущества и недостатки каждого из них. В промысловых условиях был успешно испытано объединение шлейфов, однако авторы отмечают, что возможности применения данной технологии на промысловых ГСС весьма ограничены, так как число шлейфов в одном коридоре и протяженность этих коридоров, как правило, невелики по сравнению с общей протяженностью ГСС.

Необходимо отметить, что сами по себе жидкостные пробки не являются серьезной проблемой, т.к. они не оказывают заметного влияния на сопротивление шлейфов. Проблемой они становятся в зимний период, когда жидкостная пробка превращается в ледяную, уменьшая или перекрывая поперечное сечение шлейфа и увеличивая тем самым его сопротивление. Это обстоятельство дает возможность подойти к решению задачи жидкостных скоплений в шельфе с другой стороны, обеспечив положительные температуры газожидкостного потока на всем протяжении шлейфа. Это можно сделать, например, посредством теплоспутника [8].

С технической точки зрения этот способ напоминает технологию «труба в трубе», однако внутренняя труба устанавливается не для увеличения скорости движения газа, а для его постоянного подогрева. Внутри основного трубопровода ГСС протягивается теплоспутник – колтюбинг, по которому циркулирует водометанольный раствор, нагреваемый сбросным теплом от аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа. Это позволяет предотвратить замерзание жидкости в основной трубе.

Тем не менее до настоящего момента основным способом периодического удаления жидкости из скважин и шлейфов является продувка скважин и соединительных трубопроводов (шлейфов, коллекторов) на факел [2] в течение 15 - 30 мин. Скорость газа на забое должна при этом достигать 3 - 6

м/с. Этот метод очень прост и применяется в тех случаях, когда дебит восстанавливается на длительный срок (несколько суток). Однако этому методу присущи такие недостатки, как неполное удаление жидкости с забоя; возрастающая депрессия на пласт, приводящая к интенсивному поступлению новых порций воды, разрушению пласта, образованию песчаной пробки; загрязнение окружающей среды и невозвратные потери газа. Кроме того, этот способ невозможно применять постоянно и при большом количестве точек, требующих одновременной продувки [9].

Удалять воду можно также за счёт регулирования режима работы ДКС. В [10] осуществляется кратковременное прекращение добычи газа на промысле посредством переключения ДКС на холостой ход («разгрузка на кольцо») с последующим включением ее в штатный режим работы и подачей добываемого газа в магистральный газопровод. За период остановки промысла в соединительных трубопроводах образуются жидкостные пробки на пониженных участках трассы, а жидкость в стволах скважин скапливается на забое, частично поглощаясь в пласт. Последующее достаточно быстрое переключение ДКС на работу в газопровод приводит к выносу (удалению) жидкой фазы из скважин и соединительных трубопроводов. Недостатком этого способа является то, что для его осуществления требуется кратковременная полная остановка ДКС с последующим резким запуском на полную мощность, причем эта операция повторяется достаточно часто. Так, например, для месторождения «Медвежье» требуется полная остановка ДКС на 10 минут с периодичностью 1 раз в сутки [3, 10]. Однако остановки шлейфов и скважин в зимний период чреваты замерзанием жидкости, скопившейся в шлейфах. Кроме того, в настоящее время на месторождениях, находящихся на завершающем этапе эксплуатации, производится объединение газовых промыслов (ГП), при котором газ с одних ГП окончательно компримируется на других. В этом случае даже кратковременная остановка одного ГП может привести к остановке всего узла.

С помощью ДКС можно также создавать линию пониженного давления, на которую периодически переключаются шлейфы, на которых в текущий момент возникают проблемы с избыточным обводнением [11]. Однако в этом случае, хотя полной остановки ДКС не происходит, все равно приходится менять режим работы всей станции, что с технологической точки зрения нежелательно. На сеноманских ДКС Уренгойского НГКМ существует опыт удаления воды из шлейфов путем периодического понижения входного давления. В этом случае давление понижается одновременно для всего фонда скважин и во всей газосборной сети. Однако создать контролируемое, необходимое по величине и по времени воздействие именно на проблемном участке данный способ не позволяет, а скорее больше воздействует в тех местах, где такое воздействие нежелательно.

Цель исследования. Как показывает анализ литературных источников, принцип удаления жидкости, лежащий в основе метода продувки и подразумевающий создание в системе, локальных перепадов давлений необходимой величины, является на сегодняшний день наиболее действенным.

На Уренгойском месторождении есть опыт эксплуатации низконапорных валанжинских скважин путем постоянной или периодической подачи с них газа в шлейфы, которые эксплуатируются при более низких давлениях, чем основная часть газосборной сети. Прием газа с этих шлейфов на УКПГ производится на выделенные низконапорные технологические нитки в обход общего коллектора ЗПА. Дополнительный перепад для шлейфов с низкими параметрами обеспечивается за счёт эжекции, при этом подразумевается, что энергии основного потока газа достаточно для обеспечения работы низконапорного коллектора.

В случае сеноманских залежей энергии для выноса жидкости уже явно не достаёт во всём контуре, потому создание подобной низконапорной нитки требует использования дополнительных технических средств, включенных в систему автоматического контроля процессом продувки шлейфов.

Цель данного исследования – разработка системы, позволяющей автоматически удалять жидкость из низконапорных скважин и газосборных коллекторов.

Основные исследования. Сущность предлагаемой технологии заключается в дистанционно-управляемом ограничении дебита высокопродуктивных скважин на период продувки задавившихся скважин через шлейф. Реализация этой технологии возможна за счёт маломощной компрессорной установки, позволяющей периодически, по мере накопления проблем на тех или иных участках ГСС, производить их продувку. Обязательным условием является наличие системы контроля и автоматического управления такими протяжёнными объектами, как ГСК, поскольку без обратной связи контролировать воздействие исполнительного механизма (компрессора) на удалённый объект (скважину или шлейф) невозможно.

Линия пониженного давления создаётся за счёт винтового безмасленного компрессора (группы компрессоров) относительно малой производительности (20-30 тыс. нм^3 в час), который в состоянии в широком диапазоне обеспечить понижение давления, достаточное для выноса жидкости со скважин и проблемных участков шлейфа.

Для оценки возможности внедрения подобной схемы на сеноманских УКПГ были проведены промысловые испытания по продувке сеноманской скважины через газосборный трубопровод на УКПГ, в которых работа компрессора моделировалась при помощи горизонтальной факельной установки (ГФУ). Система телеметрии термобарических параметров скважин и шлейфа построена на основе регистраторов технологических параметров РТП-4 с повышенной разрешающей способностью и минимальной погрешностью измерений (0,05% от шкалы измерения давления), предназначенных

для максимально точного измерения малых перепадов давлений (до 0,0003 ата) на фоне относительно высоких (до 18 ата) абсолютных давлений.

Испытания работы скважин были проведены на кусте № 510 УКПГ-5. Выбор данного промысла обусловлен наличием горизонтальной факельной установки, с помощью которой возможно моделировать работу куста скважин и газосборного коллектора при низких давлениях, т.е. имитировать работу маломощного компрессора. Шлейф куста № 510 имеет протяженность 3552 м и диаметр 325 мм. На этом кусту находятся три скважины №№ 5101, 5102, 5103. Куст № 510 был выбран по причине эксплуатации скважин с осложнениями, на нем происходили частые остановки скважин, как правило, в зимний период. При этом скважины куста № 510 продувались по 5-6 в раз месяц.

Изменение перепада давления между скважинами и ЗПА носит синхронный характер для всех скважин куста, так как зависит от давления на ЗПА и гидравлического сопротивления шлейфа, которое может изменяться при изменении расхода газа в трубопроводе и образовании в нем ледяных пробок. Продувки скважин не позволяют окончательно замёрзнуть шлейфу в силу того, что выброс накопившегося столба жидкости приводит к снижению устьевого давления и временному увеличению расхода скважин. Проведенные исследования показали, что периодичность нарастаний устьевых давлений и перепадов по шлейфу составляет 3-6 суток, амплитуда изменений перепада при этом меняется в пределах 0,7 – 1,2 ата. Рост перепада давления между кустом скважины и ЗПА свыше 0,4 ата свидетельствует о начале образования льдоотложений. Основной перепад (в пределах 0,25-0,3 ата из 0,4 ата) приходится на участок от устья скважин до кустового коллектора.

На рис. 1 показана схема испытаний продувки шлейфа через газосборный коллектор на факел УКПГ, моделирующая продувку с помощью компрессора. Газ со скважин № 5101 и № 5102 поступал в газосборный коллектор от куста № 510 до УКПГ-5. Для скважины № 5103 предусматривалась работа в шлейф с замером расхода газа с помощью накладного ультразвукового расходомера. Регулировка давления в системе «скважины – газосборный коллектор – ЗПА» осуществлялась с помощью штуцера, расположенного перед факелом УКПГ.

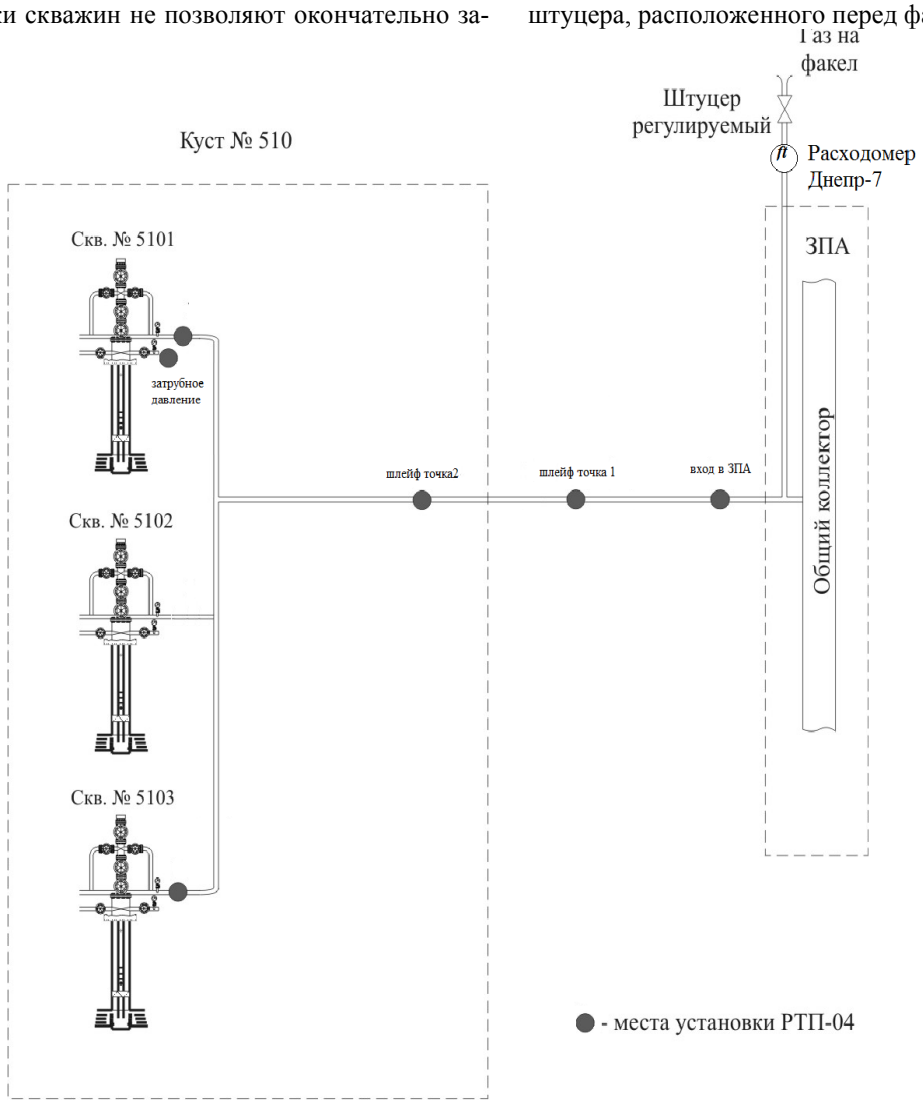

Рисунок 1. Схема испытаний продувки шлейфа через газосборный коллектор на факел УКПГ

Для контроля термобарических параметров на устье скважин, на трубопроводе куста после смешения потоков газа от скважин и на газосборном коллекторе были установлены регистраторы технологических параметров РТП-4. На газосборном коллекторе РТП-4 были установлены в начале трубопровода, в пониженном участке трубопровода, где происходит накопление жидкости, и в конце трубопровода перед ЗПА.

Повышение обводненности газа вплоть до задавливания имитировалось закрытием скважины и закачкой в нее 1000 м^3 15%-ного водометанольного раствора. После открытия скважины она не восстановила работу.

Перед началом продувки через шлейф давление на устье скважины было практически равно давлению на ЗПА УКПГ. Шлейф куста скважин № 510 был переведен на работу через факельный коллектор ЗПА, в результате чего давление в конце шлейфа снизилось и скважина № 5101 начала свою работу. При продувке скважины через шлейф на первом этапе отмечается понижение давления на ЗПА на 1,1 ата по сравнению с первоначальным. На скважине № 5101 произошло снижение давления на 0,6 ата до 13 ата.

В дальнейшем по мере выноса жидкости из скважины произошло увеличение давления на факельном коллекторе ЗПА до 14,1 ата, а на скважине до 14,5 ата.

Таким образом, проведенные промысловые испытания продувки скважины № 5101 через шлейф на ГФУ показали возможность производить продувки скважин и шлейфов с помощью маломощного компрессора, т.к. с точки зрения создаваемых перепадов давления его работа аналогична ГФУ. Работоспособность задавленной скважины была восстановлена в течение часа.

Практическая значимость результатов исследований. На рис. 2 показана предлагаемая схема автоматического удаления жидкости из низконапорных скважин, шлейфов и газосборных коллекторов.

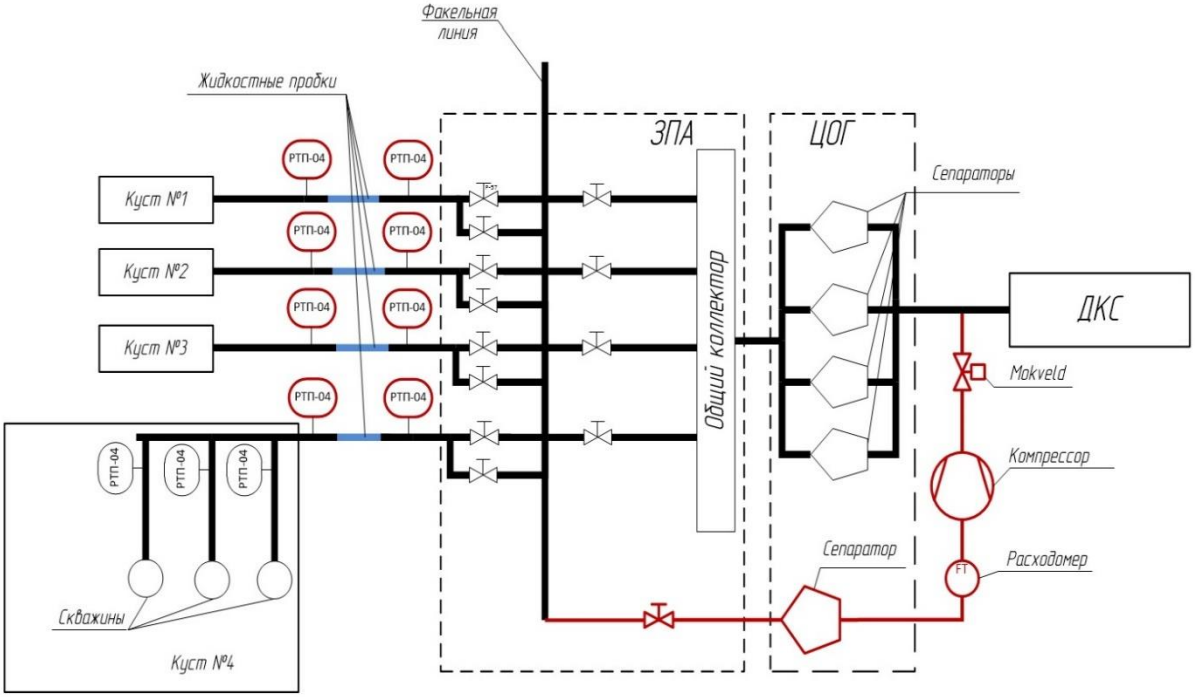

Рисунок 2. Схема автоматического удаления жидкости из низконапорных скважин, шлейфов и газосборных коллекторов

Продукция скважин по шлейфам поступает в общий коллектор ЗПА УКПГ. Шлейф куста скважин, на котором необходимо провести удаление жидкости из скважины (скважин) или необходимо проведение исследования скважины, подключается к факельной линии. Как видно на рис. 2, такая возможность имеется для всех кустов скважин, так как на ЗПА перед факельной линией и после нее каждый шлейф оборудован задвижками.

Из общего коллектора газ в зависимости от УКПГ направляется в цех очистки газа (ЦОГ) или технологический цех (ТЦ) осушки газа. По факельной линии газ с куста скважин, на котором производится продувка скважины (скважин) или их исследование, будет поступать с помощью проложенных трубопроводов в резервное сепарационное оборудование ЦОГ или ТЦ. После сепаратора газ через расходомер подается на маломощный компрессор, на котором давление будет увеличиваться до уровня давления газа перед 1-й ступенью сеноманской ДКС.

Для обеспечения возможности продувки одной скважины из нескольких скважин куста на них устанавливаются ограничители расхода газа.

Выводы.

Продувка скважин через газосборный коллектор с подачей газа на УКПГ, осуществляемая с помощью дополнительного компрессора малой мощ-

ности, является эффективным способом восстановления работоспособности скважин. Этот процесс занимает примерно один час, при этом газ не поступает в атмосферу. Это улучшает как экономические показатели предприятия, так и экологическую обстановку на промысле.

Схема подачи низконапорного газа при удалении жидкости из скважин и газосборных коллекторов использует существующую обвязку факельной линии и общего коллектора ЗПА, позволяющую направлять газ низконапорного куста в факельную линию, из которой возможно направить газ по проложенным трубопроводам на сепарацию и компримирование до уровня давления на входе в 1-ю ступень сеноманской ДКС.

Для компримирования газа для куста из пяти скважин достаточно использовать компрессоры мощностью от 500 до 750 кВт. Для них рекомендуется электрический привод, который может обеспечить широкий диапазон по расходу компримируемого газа.

Список литературы:

1. Ротов А.А. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях /А.А. Ротов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомин, Т.В. Чельцова, Р.А. Митницкий // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015. № 3 (23). С. 109-115.

2. Прахова М.Ю., Краснов А.Н., Хорошавина Е.А. Способ диагностирования обводненности газовых скважин //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2016. Т. 3. № 3. С. 19-26.

3. Скоробогач М.А. Проблемы эксплуатации системы сбора газа на месторождении Медвежье / М.А. Скоробогач // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 42–47.

4. Корякин А.Ю. Актуальные вопросы завершающей стадии разработки основных базовых месторождений ООО «Газпром добыча Уренгой». Переход к ликвидационным работам и порядок их проведения / А.Ю. Корякин, О.А. Николаев, В.Ф. Гузов и др. // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. – М.: Недра, 2013. – С. 58–62.

5. Булейко В.М. Технология очистки шлейфов скважин с использованием гелевых поршней / В.М. Булейко, В.В. Булейко, В.В. Салюков // Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 290–297.

6. Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов // Патент РФ № 2017941. 1994 / Минигулов Р.М., Шадрин В.И.

7. Miguel Angel. Liquid Loading Process In Gas Wells. URL: http://www.ingenieriadepetroleo.com/liquid-loading-process-gas-wells.html (Дата обращения 12.12.2018).

8. Коловертнов Г.Ю., Краснов А.Н., Прахова М.Ю., Хорошавина Е.А. Инновационная технология эксплуатации газосборных коллекторов в условиях Крайнего Севера. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 4. С. 12-17.

9. Коловертнов Г.Ю., Краснов А.Н., Кузнецов Ю.С., Прахова М.Ю., Федоров С.Н., Хорошавина Е.А. Автоматизация процесса удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 9. С.70-76.

10. Способ эксплуатации скважин и системы сбора газа в компрессорный период разработки газовых и газоконденсатных месторождений // Патент РФ № 2346147 / Астафьев Е. Н., Байдин И. И., Истомин В. А., Максимчук А. Ю.

11. Способ эксплуатации газового промысла при коллекторно-лучевой организации схемы сбора на завершающей стадии разработки месторождения // Патент РФ № 2597390. 2016. Бюл. № 25 / Коловертнов Г.Ю., Краснов А.Н., Федоров С.Н., Прахова М.Ю., Хорошавина Е.А., Щербинин С.В.