

## КРАТКОЕ СООБЩЕНИЕ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.359-364>

УДК 622.276:53

## Эффективность удаления газа из скважины

А.А. Исаев\*, Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Для исследования влияния газа на характеристики насосов, увеличения коэффициента подачи насоса, уменьшения попадания газа в насос и снижения износа штанговых винтовых насосов разработан комплекс оборудования по отбору газа из скважин с откачкой газа из затрубного пространства скважины. Исследовано влияние вакуума и повышения давления в затрубном пространстве на динамический уровень скважины. Обоснована необходимость удаления газа из межтрубного пространства и призабойной зоны скважин.

**Ключевые слова:** комплекс оборудования по вакуумированию скважин, установка штангового винтового насоса, износ эластомера

**Для цитирования:** Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. (2018). Эффективность удаления газа из скважины. *Георесурсы*, 20(4), Ч.1, с. 359-364. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.359-364>

При эксплуатации скважин из пласта поступает жидкость с газом и происходит разгазирование жидкости, часть газа поступает в насос, а другая часть, отделившись из жидкости, поступает в затрубное пространство. Разгазирование протекает по причине снижения забойного давления при эксплуатации скважин ниже давления насыщения. Снижение забойного давления приводит к увеличению депрессии на пласт и притока нефти из пласта в скважину. При эксплуатации скважины с пластовым давлением ( $P_{пл}$ ) выше давления насыщения ( $P_{нас}$ ) газ в пласте находится в растворённом состоянии, что способствует снижению вязкости нефти и увеличению подвижности скважинной продукции в пласте (Исаев, 2017).

При добыче нефти пластовая энергия расходуется на преодоление гидравлического сопротивления, адгезионных, капиллярных и других сил. В пласте жидкость движется в капиллярах переменного сечения; в сужающемся капилляре четки нефти или газа в окружении воды деформируются, при этом радиусы кривизны передней и задней частей различаются, последняя является очень широкой по сравнению с суженной передней частью. В этом случае капиллярное давление становится бесконечно большим, такое явление называют эффектом Жамена. Эффект Жамена – это возникновение в пористой среде дополнительного противодействия вследствие того, что поровый канал представляет собой структуру капилляров переменного радиуса и формы (Гиматудинов, 1971). Влияние эффекта Жамена широко рассматривается буровиками при вскрытии продуктивных пластов, когда необходимо учитывать такие показатели, как мгновенная фильтрация бурового раствора и его коагуляционные свойства с использованием эффекта Жамена; важно предотвращать неконтролируемое отрицательное воздействие на призабойную зону пласта (Андаева и др., 2013).

Эффект Жамена снижается благодаря вакуумированию. На рис. 1 показан прямой эффект Жамена, где в скважине 1 с нефтяным пластом 2 происходит выделение

растворенного газа из нефти, при этом движение жидкостей в пористой среде становится более легким.

Опыт эксплуатации скважин с наличием газа в затрубном пространстве скважин показывает ухудшение наполнения динамограммы, уменьшение коэффициентов подачи и наполнения насосов, снижение дебитов и динамического уровня.

Как отмечалось, создание вакуума позволяет удалять газ из жидкости, находящейся в затрубном пространстве. Исследованиями установлено изменение химического анализа нефти при вакуумировании; это определено при замерах газового фактора, значения которого были при этом нулевыми. Тем самым можно полностью отказаться от газовых якорей, т.к. газ в насос при вакуумировании не поступает. До вакуумирования средние значения газового фактора были  $24 \text{ м}^3/\text{т}$ . Замеры свободного и растворенного газа были выполнены при помощи установки УЗГФ, разработчиками которой являются сотрудники отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл». Установка сертифицирована, методика по замеру газового фактора согласована и утверждена АО «Нефтеавтоматика».

Вследствие эксплуатации скважины с давлением на приёме ( $P_{пр}$ ) ниже давления насыщения материал эластомера штангового винтового насоса насыщается агрессивными газами. В ООО УК «Шешмаойл» по этой причине произошло 44,6% от всех ремонтов с установками штангового винтового насоса (УШВН) (Исаев, 2016). Анализ обрывов насосных штанг УШВН показал, что при эксплуатации  $P_{нас} > P_{пр}$  произошло 77% обрывов штанг (Исаев, Архипов, 2015). Снижение динамического уровня ниже величины  $H_{подв} - H_{дин} < 100 \text{ м}$  приводит к износу эластомера, насос начинает работать в условиях сухого трения, тем самым не обеспечиваются необходимое охлаждение

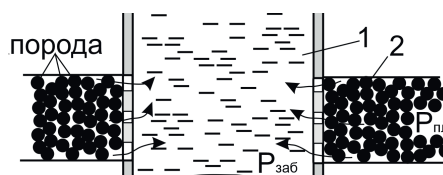


Рис. 1. Движение газа из нефтяного пласта в скважину: 1 – скважина, 2 – нефтяной пласт

\* Ответственный автор: Анатолий Андреевич Исаев  
E-mail: [isaev@shoil.tatais.ru](mailto:isaev@shoil.tatais.ru)

© 2018 Коллектив авторов

и смазка насоса, что приводит к перегреву эластомера. В результате чего эластомер увеличивается в размере, и происходит его разрыв. Такие факты зафиксированы на 202 внедренных УШВН в ООО УК «Шешмаойл» (66,8% от общего количества). На эксплуатацию УШВН сильно влияет значение уровня жидкости над винтовым насосом и давление насыщения. Поэтому, необходимо стремиться повышать уровень в затрубном пространстве, что возможно с помощью удаления газа над уровнем жидкости.

Вакуумирование позволит исключить давление насыщения, т.к. газ в системе «пласт-забой-прием насоса» отсутствует, особенно при низких уровнях жидкостей в скважине, а удаление газа из продуктивного пласта, при определенных условиях, позволит увеличить подвижность продукции пласта в связи с освобождением газом своего занимаемого пространства.

Для снижения давления газа в затрубном пространстве скважин применяются различные устройства: устьевые обратные клапаны; перепускные клапаны, установленные на НКТ; компрессоры, установленные на станке-качалке или устьевой арматуре (Севастьянов и др., 2014; Технология откачки газа..., 2012; Молчанова, Топольников, 2007; Мак-Кой, 2004). Такие устройства зависят от давления газа в затрубном пространстве и давления в манифольдной линии.

Первоочередной задачей было разработать устройство, позволяющее откачивать газ вне зависимости от давления в затрубном пространстве; этого можно добиться откачкой газа компрессором определенной производительности. Второй задачей была перекачка газа в напорную линию с давлением на выходе из компрессоров не ниже буферного давления. Наиболее подходящим как по откачке, так и по перекачке газа является компрессор поршневой. При откачке газа компрессор позволяет создавать вакуум, т.е. отрицательное давление. В отделе инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» разработан, сертифицирован и запатентован комплекс для откачки газа из затрубного пространства скважины и закачки его в систему сбора продукции (КОГС), представленный на рис. 2. Технология создания вакуума в затрубном пространстве скважины, обеспечивающее отрицательное давление до 0,085 МПа, применяется на 6 месторождениях ООО УК «Шешмаойл» с 2010 года. Максимальная производительность компрессора КОГС составляет 0,95 м<sup>3</sup>/мин, максимальное рабочее давление на выходе – 2,5 МПа. Габариты КОГС небольшие – 4,2 м<sup>2</sup>.

Принципиальная схема установки КОГС показана на рис. 3. Трехступенчатый компрессор состоит из головки компрессора 1-ой ступени, которая работает в режиме



Рис. 2. Комплекс оборудования по отбору газа из скважин

одноступенчатого компрессора с поршнями разного диаметра и осуществляет 1-ю ступень сжатия газа, и головки компрессора 2-й и 3-й ступени, представляющей собой двухступенчатый компрессор с поршнями разного диаметра, который осуществляет 2-ю и 3-ю ступени сжатия. Обе головки и два электродвигателя к ним монтируются на плитах, приваренных к ёмкости для сбора конденсата (ЕСК). Для контроля за критически низким уровнем и для визуального контроля за уровнем масла в системах смазки компрессорных головок установка оборудована внешней масляной емкостью (ЕМВ) с датчиком уровня масла (LS1). Ёмкость для сбора конденсата (ЕСК) представляет собой стальной сосуд с выпуклыми эллиптическими днищами, имеющий четыре опоры. Для контроля уровня и слива конденсата из ёмкости (ЕСК) предусмотрен датчик уровня конденсата (LS2) и кран (КР2) слива конденсата. Система обогрева, в которую входит обогреватель РИЗУР, обеспечивает дополнительно к головкам компрессора, холодильникам (X1, X2) обогрев кабины при закрытых дверцах и при внешней температуре ниже +10 °С. Система вентиляции, в которую входит вентилятор ВГО2, осуществляет при необходимости принудительную вентиляцию кабины установки.

Установка КОГС оснащена кранами шаровыми электроприводными (К1 и К2) на входе и выходе установки, обратным клапаном (ОК1) на выходе из установки, предохранительными сбросными клапанами (КП1, КП2, КП3) на ступенях и выходе компрессора, обратным клапаном (ОК2), клапаном предохранительным сбросным типа (КПС) и краном шаровым (КР5) в системе сбора сбросных газов, кранами шаровыми (КР1 и КР6) на входе и выходе из установки, вентилями газовыми (КР3, КР4) в газопроводах, для активации байпасной линии в начале запуска компрессора в работу.

Установка оснащена манометрами (МН1 и МН2) и датчиками давления (РТ1 и РТ2) для контроля давления на входе и выходе из установки; мановакууметром (МВ) для контроля величины вакуума на входе в установку; датчиками температуры (ТТ1 и ТТ2) для контроля температуры снаружи и внутри кабины установки; датчиками температуры (ТТ3 и ТТ4) для контроля температуры масла в картере головки компрессора 1-ой ступени, а также 2-ой и 3-ей ступени; датчиками температуры (ТТ5, ТТ6, ТТ7 и ТТ8) для контроля температуры газа на входе, после 1-ой, 2-ой и 3-ей ступени компрессора. Для контроля загазованности в кабине установки установлен датчик загазованности (QT1).

Трубопроводы соединяют между собой элементы установки и имеют вход к затрубному пространству скважины и выход к системе сбора продукции скважины. На выходе из ёмкости для сбора конденсата установлен фильтр в напорном корпусе (ФН).

Станция управления, которая в транспортном положении размещается в кабине установки, а в рабочем положении выдвигается на безопасное расстояние, состоит из комплектующих элементов, позволяющих осуществлять безопасную работу установки в автоматическом режиме.

Установка КОГС работает следующим образом (Рис. 3). Начало работы установки обеспечивается одновременным пуском электродвигателей обеих компрессорных головок. Газ из затрубного пространства скважины

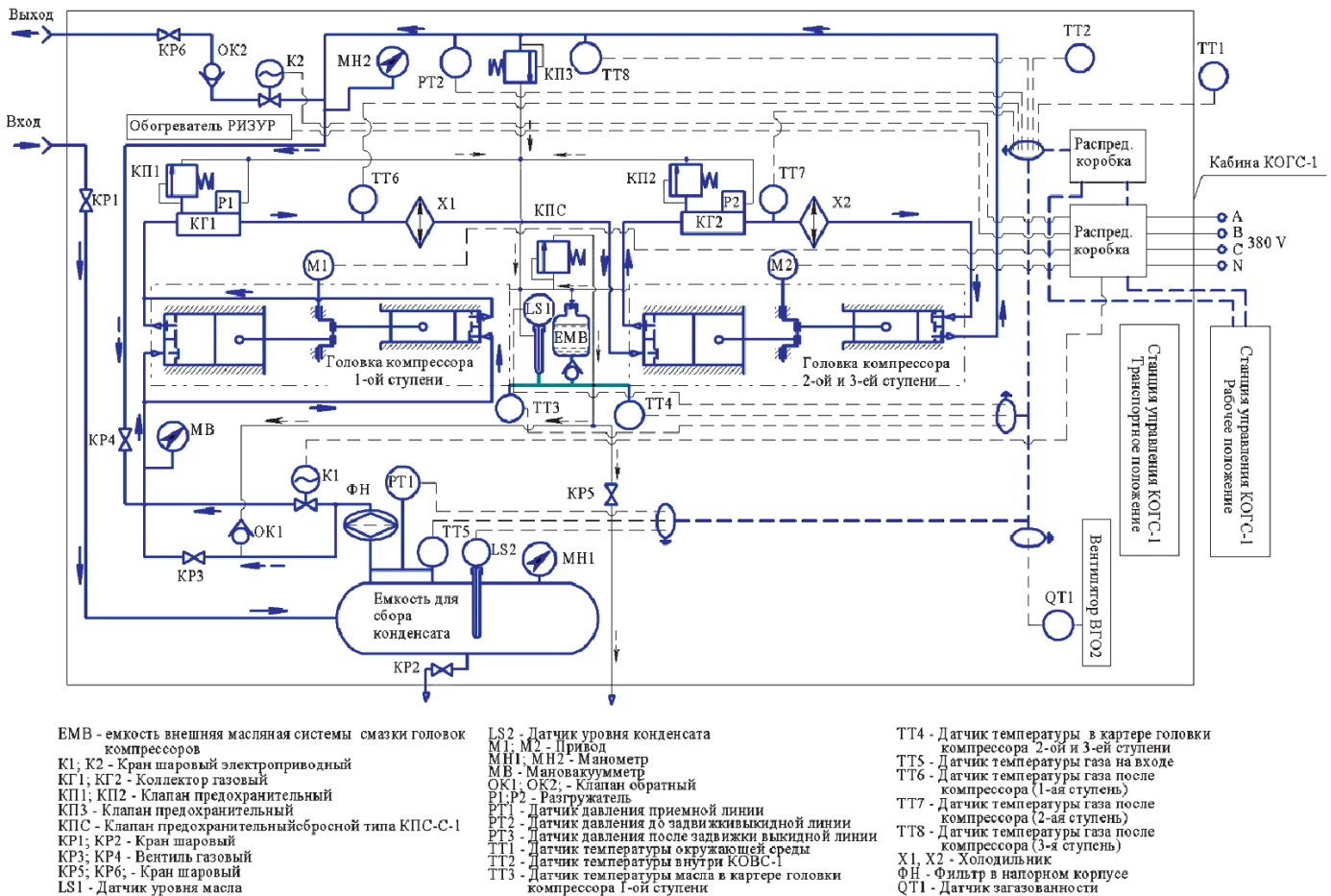


Рис. 3. Принципиальная схема установки КОГС. Описание в тексте

через вход в установку поступает в ёмкость для сбора конденсата (ЕСК) и, пройдя через фильтр в напорном корпусе (ФН), поступает в цилиндры первой ступени сжатия, где предварительно сжимается, и через холодильник по трубопроводу поступает во вторую, а затем в третью ступень сжатия. Сжатый газ подаётся в систему сбора продукции через выход из установки по нагнетательному трубопроводу, через узел закачки в линию и узел контроля закачки газа (Рис. 4). В среднем КОГС работает 45 минут, затем идет набор газа в течение 161 минуты.

Применение КОГС увеличивает добычу газа, который используется для подогрева нефти при ее подготовке на пунктах сбора и подготовки нефти. Только по показаниям счетчиков газа на объектах ДНС-6а и УПСВ-567 АО «Шешмаойл» объем дополнительной добычи газа

составляет в среднем 120 м<sup>3</sup>/сут на одну установку КОГС. Немаловажным преимуществом КОГС является исключение выбросов вредных веществ (газа) в атмосферу.

Положительной стороной использования КОГС стало снижение изнашивания эластомера штангового винтового насоса (ШВН). При благоприятных условиях эксплуатации скважин УШВН ( $P_{нас} < P_{пр}$ ) среднее значение степени изнашивания эластомера составляет 29,5%, т.е. происходит естественный износ эластомера штангового винтового насоса. Степень износа эластомера определяется посредством анализа актов стендовых испытаний ШВН до внедрения и после извлечения и сравнения показателей расхода при напоре 1000 м (Исаев, 2018).

Степень износа эластомера при работе ШВН до 21 млн оборотов и при  $P_{нас} > P_{пр}$  соответствует степени износа эластомера при благоприятных условиях. Дальнейшее увеличение количества оборотов ротора в совокупности с условием  $P_{нас} > P_{пр}$  приводит к еще большему износу эластомера, тем самым необходимо поддерживать динамический уровень над винтовым насосом. Одним из решений проблемы является откачка газа из затрубного пространства скважины (Исаев, 2018). На 16 скважинах с УШВН (на Дачном, Краснооктябрьском, Северном и Летнем месторождениях Республики Татарстан) проведены промысловые эксперименты с вакуумированием затрубного газа. После проведения ремонта на данных скважинах и демонтажа насосов проводились стендовые испытания ШВН с определением степени износа винтовых насосов. Степень изнашивания эластомера ШВН при эксплуатации УШВН с КОГС составил 24% (Рис. 5).

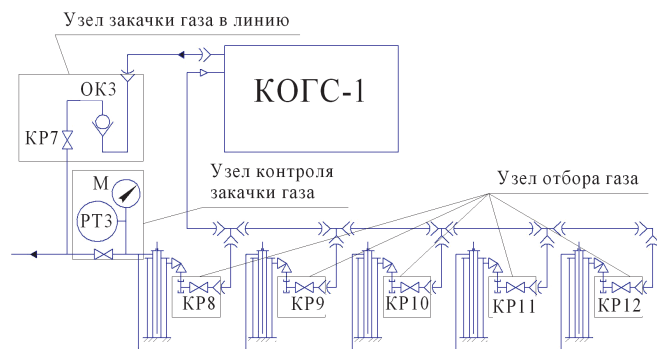


Рис. 4. Схема подключения установки КОГС на кусте скважин: КР7, КР8, КР9, КР10, КР11, КР12 – кран шаровый, ОК3 – клапан обратный, РТ3 – датчик давления, М – манометр



Таким образом, вакуумирование газа в затрубном пространстве позволяет снизить износ насосов и увеличить наработку УШВН (Рис. 6).

Наибольший эффект от использования КОГС может быть достигнут при максимальном давлении в затрубном пространстве ( $P_{затр}$ ) и минимальной разности пластового и забойного давлений ( $P_{пл} - P_{заб}$ ) (Тронов, 2002; Исаев, 2017). Согласно критерию эффективности  $K_{эф}$ , 3/4 скважин, на которых следует проводить вакуумирование, имеют дебит свыше 2 м<sup>3</sup>/сут. Вне зависимости от дебита критерий  $K_{эф}$  не превышает 35% (Исаев, 2018).

Внедрение КОГС на скважинах приводит к повышению динамического уровня с последующим увеличением коэффициента наполнения насоса и добычи нефти. За 8 лет опытно-промысловой эксплуатации КОГС на 424 скважинах в ООО УК «Шешмаойл» накоплен богатый опыт по эффективной работе КОГС и подбору скважин. Создание вакуума может привести к отсутствию газа в

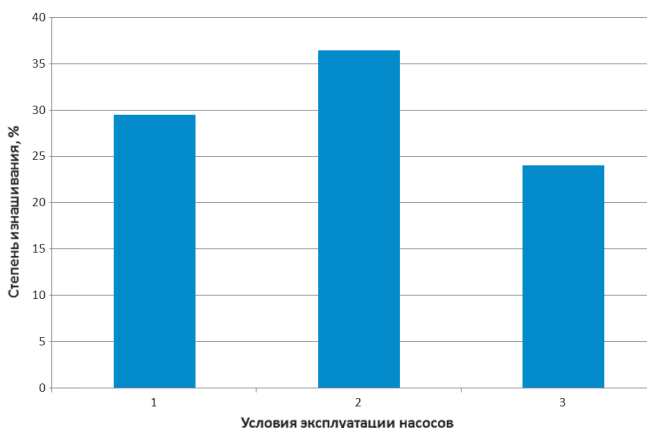


Рис. 5. Степень изнашивания ШВН в зависимости от условий эксплуатации: 1 – благоприятные, 2 – при  $P_{нас} > P_{пр}$ , 3 – с применением КОГС

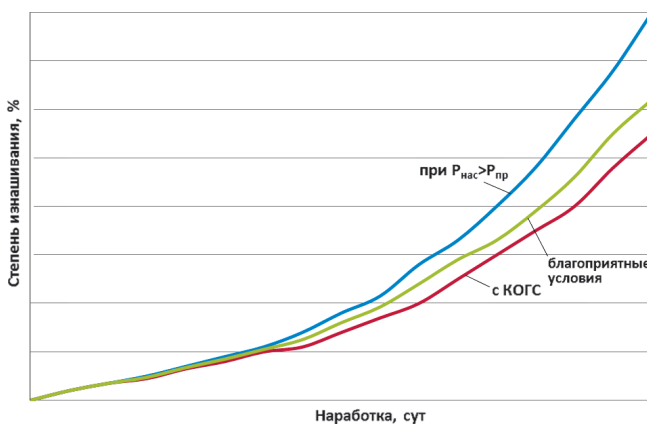
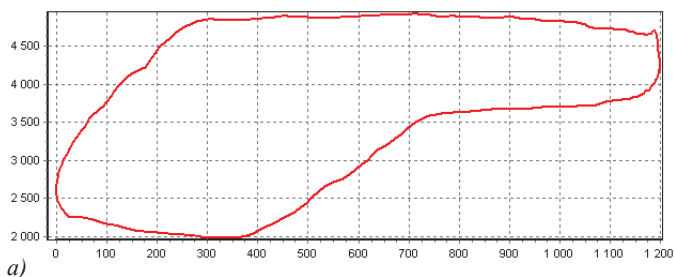


Рис. 6. Зависимость степени изнашивания от наработки и условий эксплуатации УШВН



откачиваемой жидкости и нулевым замерам счетчиков количества жидкости (СКЖ), поэтому на этих скважинах минимальное давление при запуске КОГС принималось равным 0,05-0,1 МПа. Значительного увеличения вязкости нефти при вакуумировании не выявлено, только на 5 скважинах было зафиксировано увеличение вязкости, в среднем с 120 до 180 мПа·с. Увеличение наполнения динамограммы при вакуумировании, в среднем, составляет 40% (Рис. 7).

На скважинах 9708 и 9302 Краснооктябрьского месторождения (Табл. 1) проведен сравнительный эксперимент с замерами динамического уровня и дебитов установки. Сначала вакуумировалось затрубное пространство при помощи КОГС на постоянном режиме с давлением от минус 0,05 МПа до 0 МПа и в периодическом режиме. Периодический режим вакуумирования подразумевает сначала создание вакуума до минус 0,05 МПа, затем открытие затрубной задвижки для выравнивания давления в затрубном пространстве до атмосферного с последующим повышением давления до 0,2 МПа. Такой процесс повторялся 4 раза. Последующий анализ показал, что повышение динамического уровня при описанном периодическом давлении по сравнению с постоянным вакуумом составляет 2,4%, дебит по жидкости повышается дополнительно на 6-7%. Планируется проведение дополнительных сравнительных промысловых экспериментов с постоянным и периодическим вакуумированием на скважинах с различными физико-химическими свойствами продукции и геологическими условиями эксплуатации.

Все КОГС укомплектованы станцией управления БС-21-УВС-2, предназначенной для автоматического (по давлению) и местного управления установкой КОГС. В автоматическом режиме станция обеспечивает управление установкой КОГС по сигналам с датчиков давления, установленных на приемной и выкидной линиях. В режиме местного управления установка включается и отключается кнопками управления, расположенными на лицевой стороне станции. Данные по установке передаются на АРМ-диспетчера в режиме реального времени независимо от режима работы станции. В автоматическом режиме станция обеспечивает возможность пуска/остановки КОГС с АРМ-диспетчера. Станция управления обеспечивает дистанционный контроль и изменение основных параметров работы установки КОГС. В состав комплекса автоматизации за КОГС помимо станции управления входят два клапана электромагнитных фланцевых не прямого действия, один клапан обратный, один датчик температуры воздуха ДТС125Л, один датчик давления Метран-75 и два датчика давления Метран-55-Ех. В таблице 2 приведены технические характеристики станции управления БС-21-УВС-2.

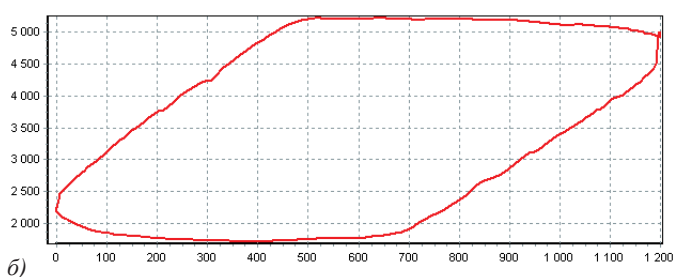


Рис. 7. График динамограммы по скважине № 3737 до вакуумирования (а) и после (б)

№ п/п	№ скважины	Дата пуска КОГС	Глубина подвески насоса, м	Интервал перфорации, м	$N_{\text{дин}}/P_{\text{затр}}$ до вакуумирования	$N_{\text{дин}}$ с постоянным вакуумом	$N_{\text{дин}}$ с периодическим вакуумом
1	9708	11.08.2017	837	839-842	807/7,4	719	701
2	9302	27.07.2017	970	978-982, 989-994	876/3,3	823	804

Табл. 1. Основные характеристики скважин 9708 и 9302

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	Общее питание станции, В	3x380 ±38
2	Номинальная частота, Гц	50±1
3	Мощность потребляемая станцией, не более, кВт	20
4	Габаритные размеры, не более, мм	800x600x250
5	Масса, не более, кг	40
6	Степень защиты	IP54

Табл. 2. Технические характеристики станции управления БС-21-УВС-2

При работе КОГС мощность электродвигателей (компрессоров – 12 кВт\*ч, нагревателя – 1,5 кВт\*ч, вентилятора – 0,3 кВт\*ч, обогрева всасывающих и напорного рукавов – 5 кВт\*ч, электрического привода двух задвижек – 0,2 кВт\*ч) составляет 19 кВт\*ч. В теплое время обогрева и печка отключены. Учитывая среднюю загруженность КОГС в 31,7% потребление энергии электродвигателей составит 91 кВт\*ч/сут.

За время внедрения КОГС в совокупности дополнительно добыто 12 702 тонн нефти (Рис. 8). По состоянию на 01.09.2018 г. в эксплуатации находятся 45 КОГС (24 – в АО «Шешмаойл», 17 – в АО «Иделойл», 4 – в АО «Геотех») с обвязкой 194 скважин. После оптимизации всех скважин прогнозируемая дополнительная добыча нефти за 2018 год составляет 18 000 тонн.

При дисконтированном сроке окупаемости 1,09 лет индекс доходности дисконтированных затрат составляет 1,35.



Рис. 8. Дополнительная добыча от внедрения КОГС (по состоянию на 01.04.2018 г.)

## Выводы

1. Проведенные исследования вакуумирования в затрубном пространстве скважины выявили улучшение условия притока нефти к скважине, увеличение коэффициентов наполнения и подачи насосов, дополнительную добычу нефтяного газа и нефти, снижение износа винтовых насосов и увеличение наработки УШВН, а также исключение выбросов вредных веществ в атмосферу.

2. Вакуумирование позволяет обнулять газовый фактор, т.к. газ в насос при вакуумировании не поступает.

3. Для создания вакуумирования в затрубном пространстве скважины и последующей перекачкой газа в манифольд разработан комплекс оборудования по вакуумированию скважин.

4. Дополнительная добыча нефти за время проведения внедрения КОГС с 2010 года составила 12 702 тонн.

5. Окупаемость от внедрения КОГС на скважинах составляет 1,09 лет.

## Литература

- Андаева Е.А., Сидоров Л.С., Сидоров Ю.Л. (2013). Эффект Жамена как фактор увеличения продуктивности скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 5, с. 26-30.
- Гиматулинов Ш.К. (1971). Физика нефтяного и газового пласта. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: Недра, 312 с.
- Исаев А.А. (2016). Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации осложненных скважин. *Дисс. канд. техн. наук*. Уфа, 126 с.
- Исаев А.А. (2017). Мероприятие по снижению износа штанговых насосов. *Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института*, 16, с. 119-124.
- Исаев А.А. (2018). Влияние удаления газа на работу винтовых насосных установок. *Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института*, 17, с. 60-64.
- Исаев А.А., Архипов К.И. (2015). Влияние условий эксплуатации на обрывность колонны насосных штанг. *Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института*, XIII, 1, с. 192-196.
- Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Мальхин В.И., Шарифуллин А.А. (2017). Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин. *Нефть. Газ. Новации*, 12, с. 65-72.
- Мак-Кой Ч. (2004). Работающий от балансира станка-качалки газовый компрессор полезен в различных промышленных операциях. *Нефтегазовые технологии*, 3, с. 44-46.
- Молчанова В.А., Топольников А.С. (2007). Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства. *Нефтепромышленное дело*, 10, с. 27-33.
- Севастьянов А.В., Иванов А.А., Фаткуллин А.С. (2014). Технология отвода газа из затрубного пространства нефтяных скважин. *Нефтепромышленное дело*, 9, с. 54-55.
- Технология откачки газа из затрубного пространства добывающих скважин (2012). Производственно-сервисная компания Югсон-Сервис. *Нефтегазовая вертикаль*, 6, с. 12-14.
- Тронов В.П. (2002). Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань: Фэн, 408 с.

## Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные критические замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению содержания статьи.

**Сведения об авторах**

*Анатолий Андреевич Исаев* – канд. техн. наук, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы  
ООО УК «Шешмаойл»  
Россия, 423458, Альметьевск, ОПС № 8, а/я 192  
Тел: +7 8553 39 39 95, e-mail: isaev@shoil.tatais.ru

*Рустем Шафагатович Тахаутдинов* – генеральный директор  
ООО УК «Шешмаойл»  
Россия, 423458, Альметьевск, ОПС № 8, а/я 192

*Владимир Иванович Малыхин* – главный специалист по инновационной деятельности  
ООО УК «Шешмаойл»  
Россия, 423458, Альметьевск, ОПС № 8, а/я 192

*Алмаз Амирзянович Шарифуллин* – канд. техн. наук, начальник отдела инноваций и экспертизы  
ООО УК «Шешмаойл»  
Россия, 423458, Альметьевск, ОПС № 8, а/я 192

Статья поступила в редакцию 08.05.2018;  
Принята к публикации 25.09.2018; Опубликовано 30.11.2018

IN ENGLISH

**Gas removal efficiency from a well**

*A.A. Isaev\*, R.Sh. Takhautdinov, V.I. Malykhin, A.A. Sharifullin*

*Sheshmaoil Management Company LLC, Almet'yevsk, Russian Federation*

*\*Corresponding author: Anatoly A. Isaev, e-mail: isaev@shoil.tatais.ru*

**Abstract.** The set of equipment for evacuation of wells by pumping gas out from the annulus of the well was developed to study the effect of gas on the characteristics of pumps, increase the pump's feed rate, to reduce gas ingress into the pump and reduce wear of rod screw pumps. The influence of vacuum and pressure increase in the annulus on the dynamic level of the well was studied. The necessity of gas removal from the annular space and bottomhole well zone was substantiated.

**Keywords:** set of equipment for evacuating of wells, cavity pump installation, wear of elastomer

**Recommended citation:** Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. (2018). Gas removal efficiency from a well. *Georesursy = Georesources*, 20(4), Part 1, pp. 359-364. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.359-364>

**Acknowledgments**

*The authors are grateful to the reviewer for valuable critical comments and recommendations which have been very helpful in improving the manuscript.*

**References**

- Andaeva E.A., Sidorov L.S., Sidorov Yu.L. (2013). Effekt Zhamena kak faktor uvelicheniya produktivnosti skvazhin [Jamen effect as a factor of wells productivity increase]. *Stroitel'stvo nefyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more* [Construction of oil and gas wells on land and at sea], 5, pp. 26-30. (In Russ.)
- Gimatudinov Sh.K. (1971). Fizika nefyanogo i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. 2nd ed. Moscow: Nedra Publ., 312 p. (In Russ.)
- Isaev A.A. (2016). Razrabotka shtangovykh lopatok dlya vintovykh nasosnykh ustanovok pri ekspluatatsii oslozhnennykh skvazhin [Development of rod blades for screw pumping units during operation of complicated wells]. *Diss. kand. tekhn. nauk* [Cand. tech. sci. diss.]. Ufa, 126 p. (In Russ.)
- Isaev A.A., Arkhipov K.I. (2015). Vliyaniye usloviiy ekspluatatsii na obryvnost' kolonny nasosnykh shtang [The influence of operating conditions on the breakage of the column of pump rods]. *Uchenye zapiski Al'met'evskogo gosudarstvennogo nefyanogo instituta*, VXIII, 1, pp. 192-196. (In Russ.)
- Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. (2017). Razrabotka avtomatizirovannogo kompleksa po otboru gaza iz skvazhin [Development of the Automated System for Gas Extraction from Wells]. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], 12, pp. 65-72. (In Russ.)

Mak-Koi Ch. (2004). Rabotayushchii ot balansira stanka-kachalki gazovyi kompressor polezen v razlichnykh promyslovykh operatsiyakh [The gas compressor working from the balance of the pumping unit is useful in various field operations]. *Neftegazovye tekhnologii* [Oil and gas technologies], 3, pp. 44-46. (In Russ.)

Molchanova V.A., Topol'nikov A.S. (2007). Issledovanie effektivnosti ustroystva dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva [Investigation of the effectiveness of the device for pumping gas from the annulus]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield business], 10, pp. 27-33. (In Russ.)

Sevast'yanov A.V., Ivanov A.A., Fatkullin A.S. (2014). Tekhnologiya otvoda gaza iz zatrubnogo prostranstva nefyanykh skvazhin [Technology of gas removal from oil wells annular area]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield business], 9, pp. 54-55. (In Russ.)

Technology of Gas Withdrawal from the Annular Space of Producing Wells. (2012). Production and service company Yugson-Service. *Neftegazovaya vertical = Oil and gas vertical*, 6, pp. 12-14. (In Russ.)

Tronov V.P. (2002). Separatsiya gaza i sokrashchenie poter' nefi [Gas separation and reduced oil loss]. Kazan: Fen, 408 p. (In Russ.)

**About the Authors**

*Anatoliy A. Isaev* – PhD (Engineering), Leading Engineer of the Department for Innovations and Examination  
Sheshmaoil Management company LLC  
P.O. 8, box 192, Almet'yevsk, 423458, Russian Federation  
Phone: +7 8553 39 39 95, e-mail: isaev@shoil.tatais.ru

*Rustem Sh. Takhautdinov* – General Director

Sheshmaoil Management company LLC  
P.O. 8, box 192, Almet'yevsk, 423458, Russian Federation

*Vladimir I. Malykhin* – Chief Specialist for Innovation Activities

Sheshmaoil Management company LLC  
P.O. 8, box 192, Almet'yevsk, 423458, Russian Federation

*Almaz A. Sharifullin* – PhD (Engineering), Head of the Department for Innovations and Examination

Sheshmaoil Management company LLC  
P.O. 8, box 192, Almet'yevsk, 423458, Russian Federation

Manuscript received 8 May 2018;  
Accepted 25 September 2018;  
Published 30 November 2018