

УДК 622.276:53

## Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин

Development of the Automated System for Gas Extraction from Wells



А.А. Исаев



В.И. Малыхин



А.А. Шарифуллин

А.А. Исаев  
Р.Ш. Тахаутдинов  
В.И. Малыхин  
А.А. Шарифуллин  
/ООО УК «Шешмаойл»/

контакты автора, уч. степени

A.A. Isaev  
R.Sh. Takhautdinov  
V.I. Malykhin  
A.A. Sharifullin  
/«Sheshmaoil» Management Company LLC/

Разработан комплекс оборудования по отбору газа из скважин с откачкой газа из затрубного пространства скважины с последующей закачкой в нефтепровод для увеличения коэффициента подачи насоса и дебита установки, снижения противодействия на пласт и износа штанговых винтовых насосов, добычи и транспортировки газа. Исследованиями определено, что наибольший эффект от применения комплекса может быть достигнут при максимальном давлении газа в затрубном пространстве скважины.

**Ключевые слова:** комплекс оборудования по отбору газа, вакуумирование, коэффициент эффективности, установка штангового винтового насоса, износ эластомера.

The set of equipment has been developed for gas extraction, production and transportation. The extracted gas is pumped out from the annulus of the well followed by its pumping into an oil pipeline to increase the pump's feed rate and enhance the equipment's flow rate, to reduce formation back pressure and wear of rod screw pumps. Studies have determined that application the system under the maximum gas pressure in the annulus of the well can provide the highest efficiency.

**Key words:** set of equipment for gas extraction, evacuation of wells, efficiency factor, cavity pump installation, wear of elastomer.

### Обоснование необходимости удаления газа из скважины для увеличения нефтепроницаемости пласта

При эксплуатации скважин происходит разгазирование жидкости в призабойной зоне пласта по причине снижения забойного давления при эксплуатации скважин ниже давления насыщения. Снижение забойного давления приводит к увеличению депрессии на пласт, притока нефти из пласта в скважину. При эксплуатации скважины с пластовым давлением выше дав-

ления насыщения газ в пласте находится в растворенном состоянии, что способствует увеличению подвижности скважинной продукции в пласте.

Скопление газа в затрубном пространстве скважины приводит к следующим последствиям:

- снижению коэффициента подачи насоса и дебита установки;
- оттеснению уровня жидкости до приема насоса вследствие сжатия свободного газа;
- попаданию газа из затрубного пространства на прием насоса (в некоторых случаях – и в призабой-

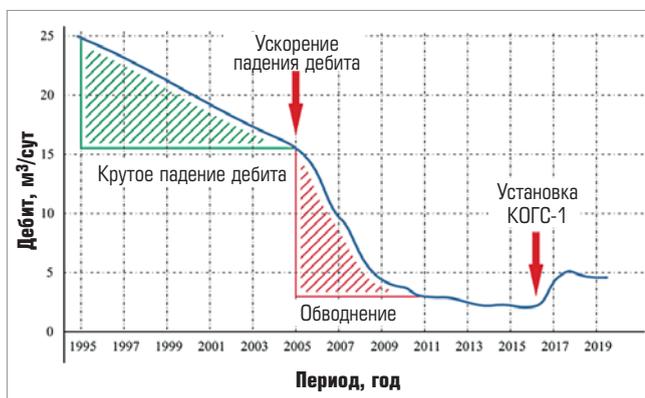


Рис. 1. Жизненный цикл скважины

ную зону пласта ПЗП и пласт) вследствие растворения сжатого газа в нефти;

- росту противодействия на пласт;
- при эксплуатации скважин винтовыми установками – возможно, к «кессонному эффекту».

Жизненный цикл и обводнение по ряду скважин Летнего месторождения (Республика Татарстан), введенного в эксплуатацию в 1970-х годах, представлены на рис. 1, на котором видно, что после крутого падения начинается ускоренное падение добычи жидкости из скважины с одновременным увеличением обводненности продукции скважины, затем добыча стабилизируется, а при интенсификации призабойной зоны скважины методом вакуумирования жизненный цикл скважины увеличивается, дебит скважины также возрастает.

Процесс вакуумирования позволяет бороться с обводнением, т.к. увеличивается скорость газа по всей скважине, а при падении забойного давления снижается и критическая скорость, необходимая для удаления жидкости из скважины.

Нефтяной газ угленосной толщи содержит азот, который, растворяясь в веществах с АСПО, способствует увеличению динамического давления сдвига нефти, а удаление газа из скважины ведет к ослаблению структурных свойств и значительному улучшению условий дальнейшей эксплуатации залежи.

Как известно, вакуум – это пространство, свободное от вещества, или же среда, содержащая газ при давлении значительно ниже атмосферного.

Технология вакуумирования заключается в создании вакуума в затрубном пространстве. Сначала удаляется основная часть газа, находящегося над жидкостью в затрубном пространстве (через 5–10 мин – до 85 % от первоначального количества), затем – растворенного в скважинной жидкости выше приема насоса (через 15–20 мин), а в конечном итоге благодаря вакуумированию снижается эффект Жамена, т.е. движение газожидкостной пластовой жидкости по узким каналам требует гораздо больших усилий, чем при движении по этим каналам жидкости без газовых пузырьков вследствие поверхностного натя-

жения и капиллярности. Пузырьки газа могут в каналах сжиматься, деформироваться и препятствовать движению жидкости, а благодаря извлечению газа из жидкости поры пласта очищаются от неподвижных пузырьков и улучшают фильтрацию в пористой среде, что приводит к заметному увеличению притока нефти к забою скважины. При дальнейшем вакуумировании происходит стабилизация остаточного давления, соответствующего откачке газа из скважинной продукции (через 30–40 мин). Другими положительными эффектами от создания вакуума являются снижение динамического уровня жидкости на 50 м и более за счет удаления пены и растворенного газа, а также снижение образования газогидратов.

### Влияние газа на работу штанговых винтовых насосов

Вследствие эксплуатации скважины с давлением на приеме штангового винтового насоса ( $P_{пр}$ ) ниже давления насыщения материал эластомера насыщается агрессивными газами. В ООО УК «Шешмаойл» по этой причине произошло 44,6 % всех ремонтов. При снижении забойного давления ниже давления насыщения ( $P_{нас}$ ) происходит также снижение коэффициента продуктивности по нефти, увеличение вязкости нефти, после чего увеличивается обводненность и снижение нефтеотдачи в целом [1]. Анализ обрывов штанг показал, что при эксплуатации  $P_{нас} > P_{пр}$  произошло 77 % случаев их обрывов [2].

Степень изнашивания эластомера в зависимости от количества оборотов с момента внедрения насоса до его извлечения при благоприятных условиях эксплуатации скважин УШВН представлена в таблице [3]. Выборка составила 58 насосов. Содержание механических примесей по этому фонду скважин в среднем достигало 50 мг/л. Степень износа эластомера определялась следующим способом: анализировались акты стендовых испытаний ШВН до внедрения и после извлечения, затем сравнивались показатели расхода при напоре 1000 м.

При благоприятных условиях эксплуатации скважин происходит естественный износ эластомера штангового винтового насоса (ШВН), среднее значение степени износа составляет 29,5 % (см. таблицу).

Из таблицы видно, что степень износа эластомера при  $P_{нас} > P_{пр}$  и работе ШВН до 21 млн оборотов соответствует степени износа эластомера при благоприятных условиях, а с увеличением оборотов давление насыщения еще больше влияет на износ эластомера. Следовательно, необходимо поддерживать уровень над винтовым насосом. Одним из решений является откачка газа из затрубного пространства скважины.

С 2011 г. на 16 скважинах АО «Шешмаойл» и АО «Иделойл», эксплуатирующихся установками ШВН, применялось вакуумирование затрубного газа. На

**Степень изнашивания эластомера**

Обороты	Благоприятные условия эксплуатации		Без учета механических примесей и при $P_{нас} > P_{пр}$	
	Выборка (количество насосов)	Степень износа, %	Выборка (количество насосов)	Степень износа, %
До 21 млн	12	28,95	6	24,28
21-42 млн	8	37,75	2	19,5
Более 42 млн	38	28,24	23	41,37
Общее (среднее)	58	29,5	31	36,42

данных скважинах после демонтажа винтовых насосов определили степень их износа согласно актам испытаний в специализированных компаниях. Степень изнашивания составила 24 %, т.е. вакуумирование газа с последующим повышением динамического уровня и снижением попадания газа в насос позволяет использовать КОГС в качестве инструмента снижения износа насосов и увеличения добычи нефти УШВН.

**Критерии выбора скважин для КОГС**

Еще одной задачей, стоящей перед отделом ИиЭ ООО УК «Шешмаойл», было определение объема внедрения КОГС, для чего необходимо найти критерии выбора скважин на основе имеющейся базы данных фонда скважин.

Как известно [4], дебит скважины  $Q_{ж}$  зависит от ее параметров:  $Q_{ж} = K_{п} \cdot (P_{пл} - P_{заб} - P_{затр})$ , (1) где  $K_{п}$  – коэффициент продуктивности, т/сут·МПа;  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  – давление, созда-

ваемое на забое столбом жидкости, МПа;  $P_{затр}$  – давление газа в затрубном пространстве, МПа.

Из выражения (1) видно, что чем выше продуктивность скважины и чем меньше  $P_{заб}$  и  $P_{затр}$ , тем дебит скважины выше.

В качестве критерия выбора скважин применяется коэффициент технологической эффективности:

$$K_{эф} = \frac{Q_{жв}}{Q_{жн}} = \frac{(P_{пл} - P_{заб} - P_{затрв})}{(P_{пл} - P_{заб} - P_{затрн})} \quad (2)$$

где  $P_{затрн}$  и  $P_{затрв}$  – давление газа в затрубном пространстве до и во время вакуумирования, МПа,  $Q_{жв}$  и  $Q_{жн}$  – дебит скважины во время вакуумирования и до вакуумирования, м<sup>3</sup>/сут.

На основе условного примера по 1159 скважинам согласно расчетам по (2) получена зависимость  $K_{эф}$  от давлений  $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$  и  $P_{затр}$  (рис. 2). На рис. 2 видно, что наибольший эффект может быть достигнут при максимальном давлении  $P_{затр}$  и минимальной разности давлений ( $P_{пл} - P_{заб}$ ).

В дополнение к критерию  $K_{эф}$  для выбора скважин под вакууми-

рование следует еще учитывать следующее:

- экономическая составляющая зависит от дебита скважины, обводненности и коэффициента продуктивности;

- производительность КОГС не должна быть меньше расхода газа из затрубного пространства;

- устьевое давление на скважине не должно превышать максимальное конечное давление сжатого воздуха.

Так, на фонде АО «Шешмаойл» эксплуатируются 527 добывающих скважин (рис. 3). Отбираем скважины с  $K_{эф} \geq 1,01$ , получаем 166 скважин, из полученной выборки исключаем скважины с устьевым давлением  $P_u$  более 2,3 МПа и получаем 151 скважину. Далее область поиска сужаем и отбираем скважины с высокой обводненностью  $B \geq 91$  %, получаем 132 скважины. Далее задается следующее условие: «затрубное давление  $P_{затр}$  должно быть выше 0,01 МПа» – все скважины подходят под данное условие, также остается 132 скважины, тем самым только 25 % добывающих нефть скважин подходят под систему вакуумирования и очевидно, что данный процент будет снижен после расчета экономической эффективности установки КОГС на данных скважинах.

Как видно на рис. 3, согласно критерию  $K_{эф}$  3/4 скважин, на которых следует применять систему вакуумирования, имеют

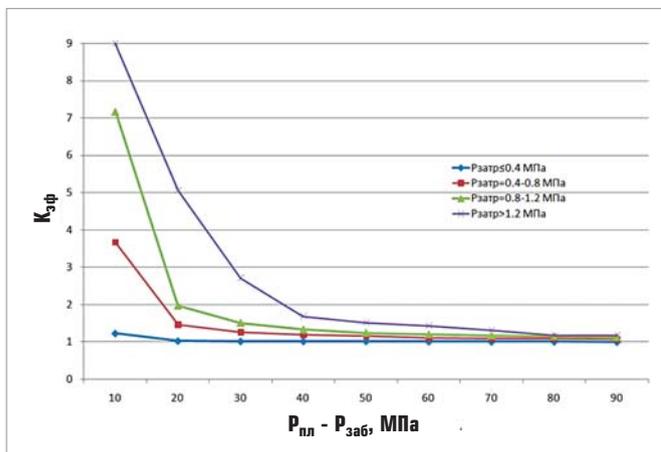


Рис. 2. Зависимость  $K_{эф}$  от давлений  $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ,  $P_{затр}$

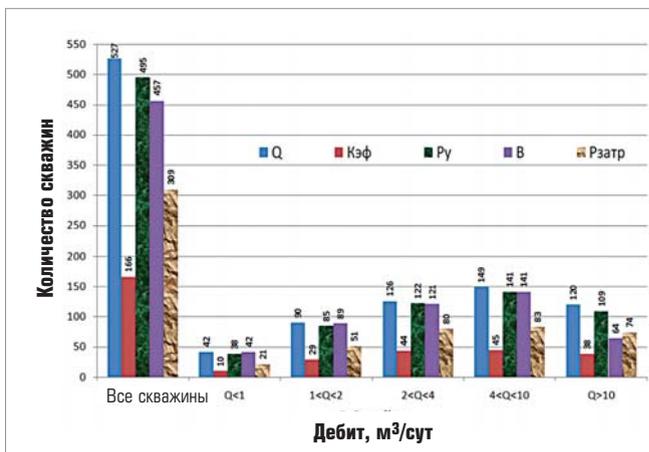


Рис. 3. Распределение скважин после каждого этапа выборки критериев



Рис. 4. Комплекс оборудования по отбору газа из скважин

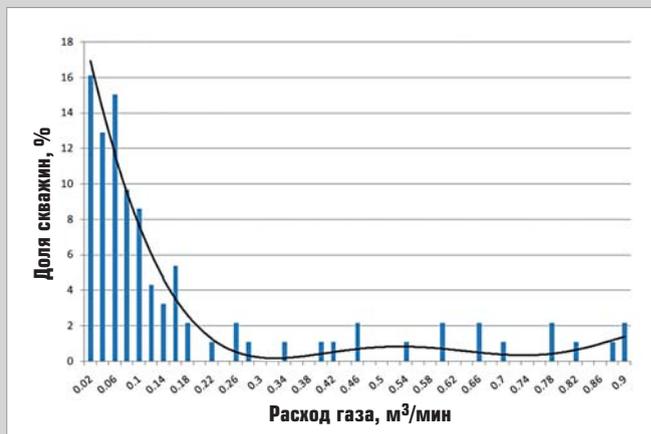


Рис. 5. Распределение скважин по расходу газа из затрубного пространства

дебит свыше  $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Вне зависимости от дебита критерий  $K_{эф}$  не превышает 35 %. На скважинах с высоким дебитом (выше  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) только на 53 % скважин выполняется условие по требуемой обводненности. На низкодебитных скважинах  $Q < 2 \text{ м}^3/\text{сут}$  критерий по затрубному давлению сравнительно невысок и не достигает отметки в 50 %.

### Разработка комплекса оборудования по отбору газа из скважин

Из вышеизложенного следует, что удаление газа из пласта и затрубного пространства скважины является важнейшей задачей при добыче пластовой жидкости. Отделом инноваций и экспертизы ООО УК

«Шешмайл» был разработан комплекс оборудования по отбору газа из скважин – КОГС (рис. 4), основными элементами которого являются: кабина, рама, трехступенчатый компрессор, емкость для сбора конденсата, система обогрева, система вентиляции, выдвигная станция управления, запорно-регулирующие элементы, трубопроводы обвязки, датчики давления и температуры.

На 93 скважинах счетчиками газа были проведены замеры расхода газа из затрубного пространства при работе установкой КОГС, в основном скважины малодобитные по газу, так, 62 % скважин имеют расход газа не более  $1 \text{ м}^3/\text{мин}$  (рис. 5).

Половина скважин (49 %) эксплуатируется с устьевым давлением в интервале  $0,6...1,0 \text{ МПа}$ , од-

нако 26 скважин имеют устьевое давление (более  $2,5 \text{ МПа}$ ) выше максимального допустимого давления компрессоров (рис. 6). Выборка составила 1272 скважины.

Для снижения влияния свободного газа в пласте на дебит скважины отделом инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмайл» предложено осуществлять принцип «шока», т.е. резкое снижение и повышение забойного давления. При резком снижении забойного давления некоторая часть газа удаляется из пласта, т.к. происходит расширение газа и превышение критического значения газонасыщенности. При резком повышении давления газ сжимается и растворяется в нефти, что способствует значительному увеличению фазовой проницаемости пласта для нефти и продуктивности скважины.

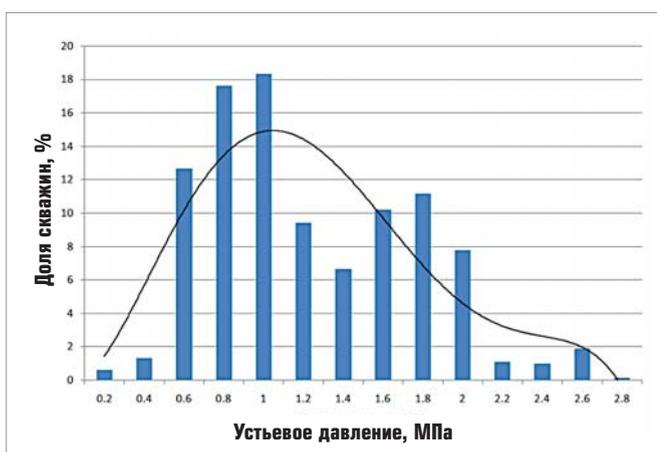


Рис. 6. Распределение скважин по устьевым давлениям

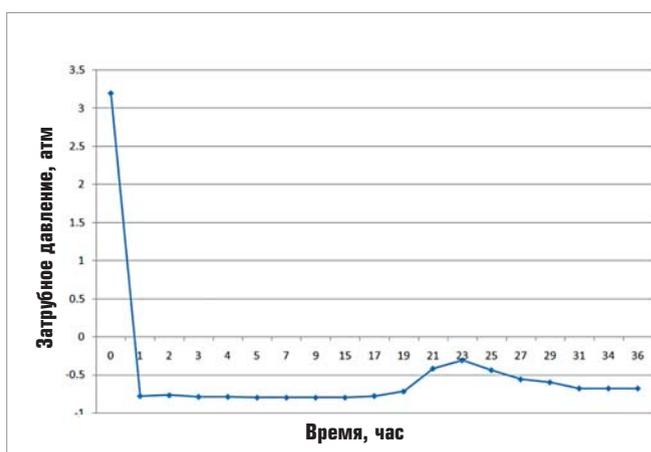


Рис. 7. График изменения затрубного давления во время постоянного вакуумирования скв. 9710

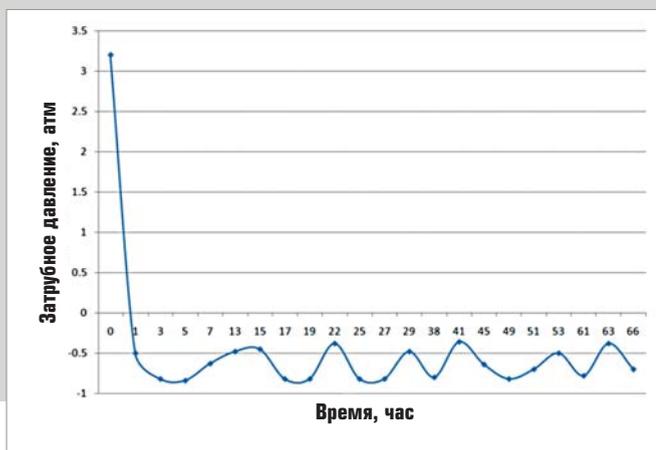


Рис. 8. График изменения затрубного давления на скв. 9710 во время вакуумирования с остановками КОГС

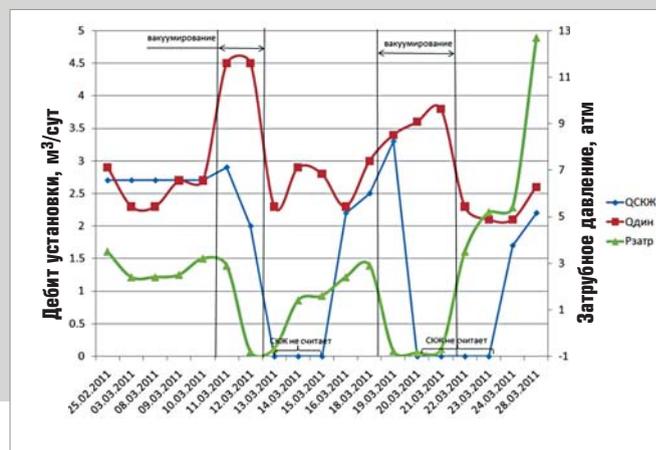


Рис. 9. График дебита и затрубного давления до, во время и после вакуумирования на скв. 9710

### Испытание и внедрение КОГС на скважинах

С 11 по 13 марта 2011 г. было проведено первое пробное промысловое испытание вакуумирования на скважине 9710 Краснооктябрьского месторождения, которая является низкопродуктивной. Обводненность на скважине 9710 составляет 2 %. 11.03.2011 в 14.00 часов провели замер давления в затрубном пространстве ( $P_{затр}=3,2$  атм) и динамического уровня ( $H_{дин}=845$  м). В 15.20 запустили установку КОГС,  $P_{затр}$  снизили до  $-0,4$  атм ( $H_{дин}=840$  м). Вакуумировали 36 часов. По окончании вакуумирования 13.03.2011 в 3.00 отбили уровень ( $H_{дин} = 837$  м,  $P_{затр} = -0,68$  атм) при неработающей установке. Среднее значение вакуума составило  $-0,7$  атм, максимальный вакуум достиг  $-0,81$  атм (рис. 7).

С 18.03.2011 по 21.03.2011 повторно произвели вакуумирование на скв. 9710, максимальный вакуум составил  $-0,84$  атм (рис. 8),  $H_{дин}$  поднялся на 8 м.

На рис. 8 видно, что накопление газа в затрубном пространстве происходит медленно, в среднем давление в  $0,4$  атм восстанавливается за 10 часов. Остановка КОГС проходила за время от 2 до 10 часов, по графику видна волнообразная линия  $P_{затр}$ . Периодическая эксплуатация КОГС обусловлена накопле-

нием газа в затрубном пространстве и предотвращением преждевременного выхода из строя оборудования. По пикам линии на рис. 8 виден процесс включения-отключения КОГС, верхний пик показывает включение КОГС в работу, нижний пик – отключение КОГС. При вакуумировании скважины СКЖ замеры не считали вследствие отсутствия газа в откачиваемой жидкости (рис. 9).

Выводы после первого этапа:

- дебит по динамограмме во время процесса вакуумирования увеличился на 60 % (с  $2,75$  до  $4,6$  м<sup>3</sup>/сут), после прекращения вакуумирования дебит вернулся к первоначальным значениям, по СКЖ увеличение дебита также наблюдается, но отсутствие газа в откачиваемой жидкости приводит к нулевым замерам;

- дополнительно добытая нефть – 10 т;

- коэффициент наполнения насоса увеличился с  $0,44$  до  $0,86$ ;

- чтобы добиться увеличения дебита, нужно постоянно вакуумировать скважину с периодическими остановками в целях увеличения наработки оборудования КОГС.

На скв. 9204 провели исследование влияния затрубного давления на динамический уровень, для чего сначала произвели вакуумирование скважины (рис. 10), а затем закрыли затрубную задвижку (рис. 11). Далее отбивали динами-

ческий уровень в затрубном пространстве и контролировали затрубное давление. По графикам видно сильное влияние затрубного давления на динамический уровень; так, при вакуумировании скважины уровень жидкости поднялся за 2,5 часа с  $840$  до  $705$  м ( $135$  м), а  $P_{затр}$  снизился с  $15$  до  $-0,5$  атм. При остановке КОГС восстановление происходит быстро, за 45 часов давление выросло с  $0$  до  $11$  атм, уровень снизился до  $830$  м. Газовый фактор на скв. 9204 составляет  $9,1$  м<sup>3</sup>/тн.

На кусте 609(3) к КОГС 29.05.2011 подсоединили сначала две скважины: 703 ( $Q_{ж}=2,3$  м<sup>3</sup>/сут) и 9204 ( $Q_{ж}=4,75$  м<sup>3</sup>/сут), затем дополнительно еще три скважины: 9715 ( $Q_{ж}=1,7$  м<sup>3</sup>/сут), 9710 ( $Q_{ж}=2,7$  м<sup>3</sup>/сут), 9721 ( $Q_{ж}=2,2$  м<sup>3</sup>/сут). Пробный запуск КОГС на скв. 9204 и 703 показал, что дебит увеличивается на скв. 9204 с  $4,75$  до  $7,9$  м<sup>3</sup>/сут (рис. 12), а на скв. 703 с  $2,3$  до  $4$  м<sup>3</sup>/сут (рис. 13).

Сначала вакуумирование проводили круглосуточно, но периодически, т.е. установка три часа работает, два часа стоит (в сутки –  $14,4$  ч). С 9.00 07.06.11 КОГС работает четыре часа, три часа стоит (в сутки –  $13,8$  ч). С 20.00 08.06.11 КОГС работает четыре часа, два часа стоит (в сутки –  $16$  ч). С 16.06.11 в течение трех часов на КОГС работают все пять скважин, затем две скважины отсоединяют (9204 и 9715) и они работают в течение двух часов,

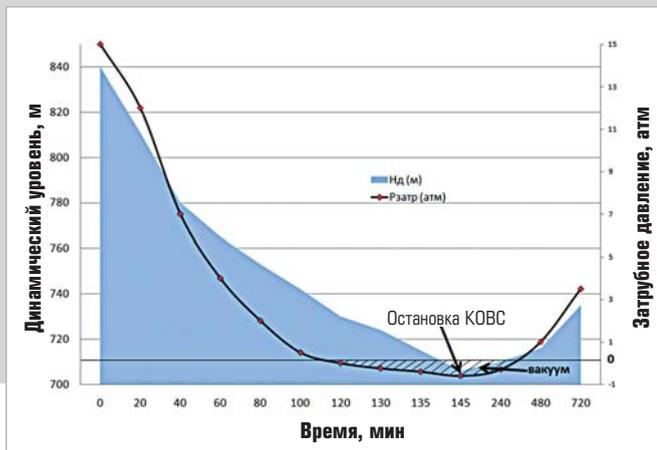


Рис. 10. График изменения динамического уровня и затрубного давления при вакуумировании скважины 9204

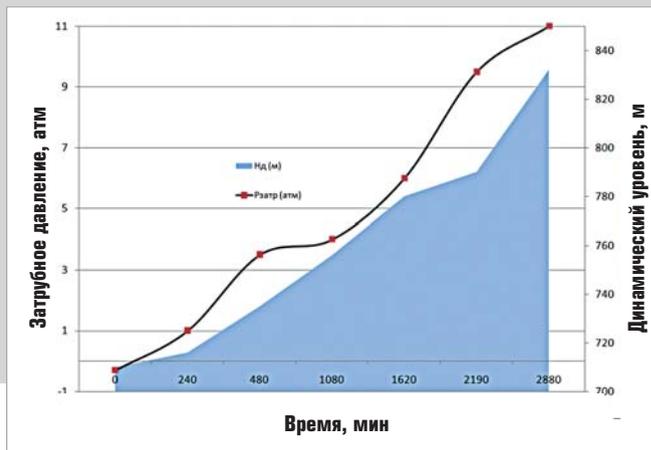


Рис. 11. График изменения динамического уровня и затрубного давления при проведении исследования с закрытой затрубной задвижкой

после чего один час все скважины работают, затем КОГС стоит в течение одного часа. С 28.06.11 скважины работают три часа, два часа стоят. 07.07.2011 с куста 609(З) КОГС демонтировали, перевезли на куст 9845.

Характерной чертой вакуумирования является увеличение коэффициента наполнения насоса, что видно на динамограммах (рис. 14).

При работе замерили потребление электроэнергии КОГС, которое составило 2,5 кВт/ч.

При включении насоса-вакуума давление составляет в среднем -0,15 атм, после четырех часов работы давление снижается в среднем до -0,64 атм.

На кустах 609 была определена зависимость средних показателей подачи насоса от затрубного давления и представлена на рис. 15 в виде графика. График

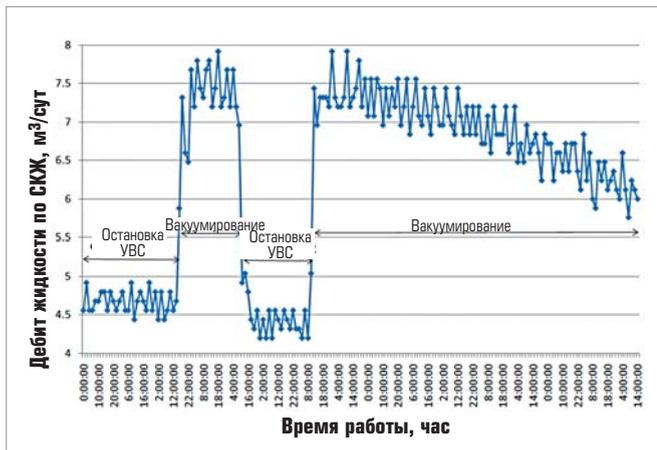


Рис. 12. График изменения дебита установки по СКЖ на скв. 9204

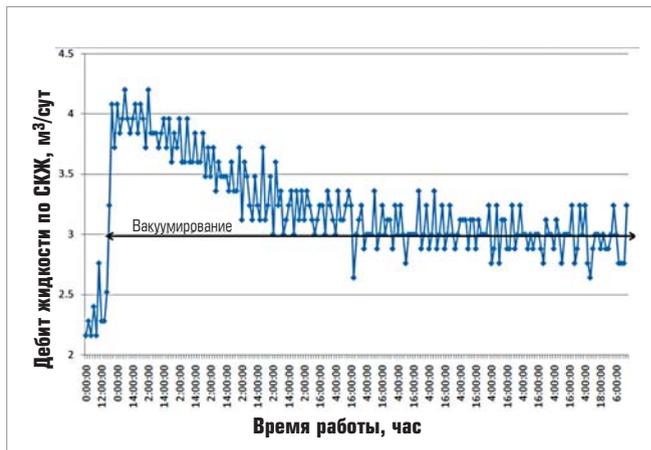
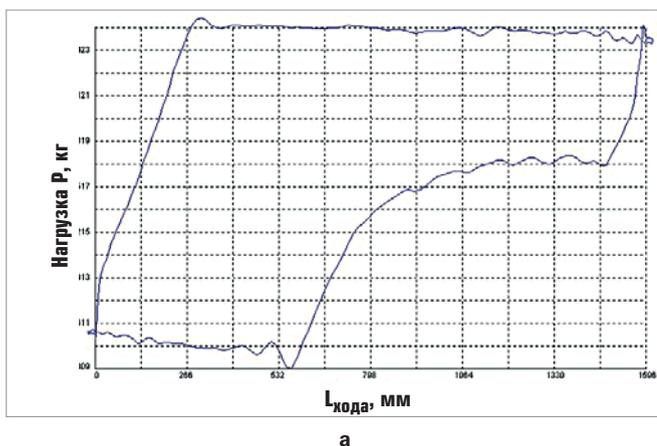
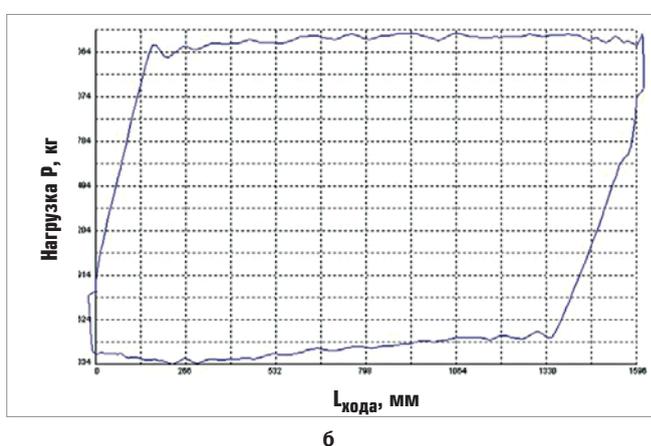


Рис. 13. График изменения дебита установки по СКЖ на скв. 703



а



б

Рис. 14. Динамограммы на скв. 9710 до вакуумирования от 21.05.2011 г. (а) и во время вакуумирования от 01.06.2011 г. (б)

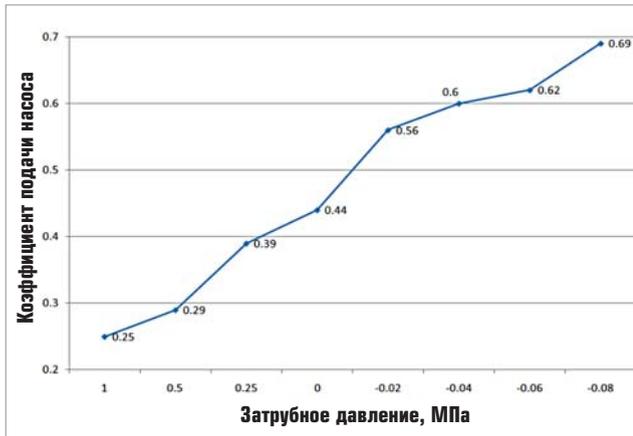


Рис. 15. График зависимости средних показателей подачи насоса от затрубного давления

показывает, что чем ниже затрубное давление с одновременным повышением динамического уровня, тем выше коэффициент подачи насоса.

Нельзя игнорировать вопросы, связанные с загрязнением окружающей среды. На скважинах с высоким газовым фактором для поддержания работы устано-

вок в нормальном состоянии требуется периодическое «стравливание» попутного газа, скапливающегося в затрубном пространстве. Применение КОГС полностью исключает сбросы затрубного газа в атмосферу.

Все КОГС автоматизированы, в станции управления реализована возможность передачи данных на АРМ диспетчера для контроля работы установки в круглосуточном режиме, архивирования параметров работы установки, визуализации причин ее остановки при нештатных ситуациях. На рис. 16 и 17 показаны графики изменения давлений в затрубном пространстве скважин (линейного и на выходе из УВС), на рис. 16 четко видно, что при давлении 0 атм КОГС запускается в работу, при достижении вакуума -0,5 атм КОГС отключается. Рис. 17 показывает, что давление на выходе из КОГС выше линейного давления, т.е. КОГС способен развивать давление, более высокое, чем в линии: так, максимальное давление на выходе из КОГС на БГ-3728 составляет 27 атм.

На рис. 18 представлен интерфейс программы KRON-TM2, на котором отображаются конфигурация КОГС, состояние КОГС, положения клапанов, компрессоров и связи, показатели давлений, режим управле-

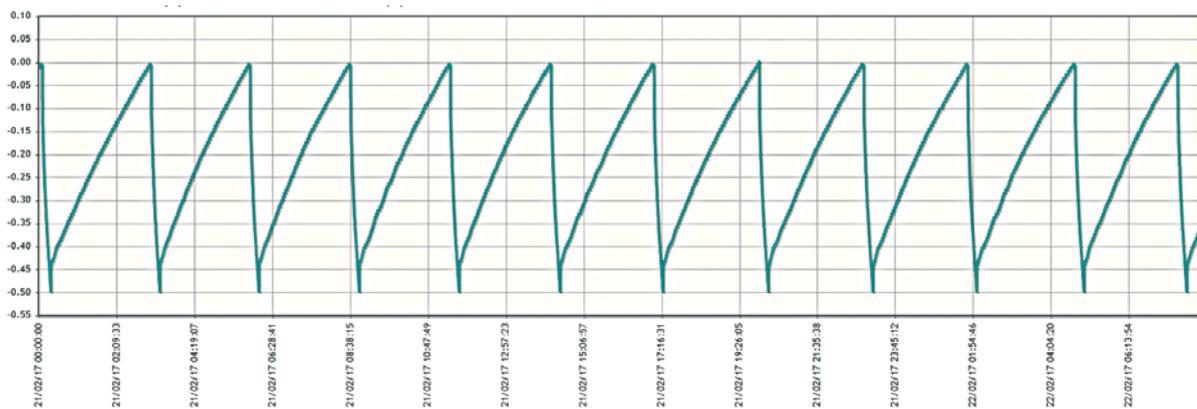


Рис. 16. Динамика давления в затрубном пространстве скважин на кусте 609 (4)



Рис. 17. Динамика давлений линейного и на выходе из КОГС на кусте БГ-3728

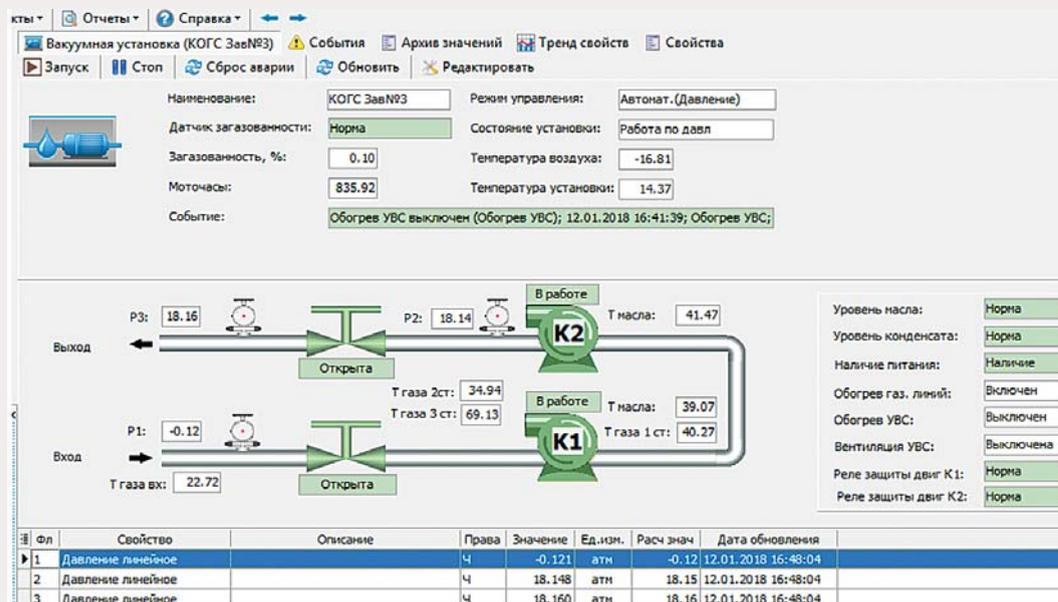


Рис. 18. Интерфейс управления КОГС

ния КОГС, запуск/остановка/сброс КОГС.

С 2011 по 2017 гг. КОГС эксплуатировалась на 230 скважинах АО «Шешмаойл», АО «Иделойл» и АО «Геотех». По состоянию на 01.01.2018 в эксплуатации находятся 28 КОГС (20 – в АО «Шешмаойл», по четыре – в АО «Иделойл» и АО «Геотех») с обвязкой 106 скважин. В январе 2018 г. планируется внедрить в АО «Шешмаойл» три КОГС, в АО «Иделойл» – 16 КОГС с обвязкой 119 скважин. В связи с эффективностью внедрения КОГС на техническом совете принято решение в 2018 г. внедрить дополнительно 23 КОГС в ООО УК «Шешмаойл». КОГС изготавливает ООО «Механика-Сервис» в с. Новшешминск (Татарстан) по ТУ 28.13.26-009-38717812-2017, на КОГС ООО «Механика-Сервис» имеет сертификат соответствия RU № 0140938.

### Выводы

■ Удаление газа из пласта улучшает условия притока нефти к скважине, снижает негативное влияние газа на работу насоса, дает возможность получить дополнительные объемы нефтяного газа. Также исключаются выбросы вредных веществ в атмосферу, в связи с чем разработан комплекс оборудования по вакуумированию скважин.

■ Большая часть скважин до применения КОГС работала с затрубным давлением 0,2–1,0 МПа. После установки и запуска КОГС затрубное давление снижалось до минус 0,05–0,08 МПа, а динамический уровень значительно повышался (в пределах 100–500 м), среднее значение – 180 м.

■ На скважинах с положительным эффектом от КОГС средний прирост дебита нефти составля-

ет 0,1–1,0 т/сут, по жидкости от 0,1–0,2 до 5–6 м<sup>3</sup>/сут. В отдельных случаях вакуумирование приводит сначала к существенному увеличению дебита нефти, а затем к его уменьшению до первоначального уровня, а иногда и к снижению дебита. Возможно, это связано с ухудшением работы насосных установок.

■ Дополнительная добыча нефти на 190 скважинах от эффективного использования КОГС за 2011–2017 годы составила 4956 т.

■ Разработаны, испытаны и внедрены на всех КОГС системы автоматизации.

■ Применение КОГС на скважинах является эффективным мероприятием с технологической и экономической точек зрения, имеет положительный результат, в том числе и для снижения износа ШВН.

### Литература

1. Оценка влияния условий эксплуатации на долговечность эластомеров скважинных винтовых насосов для добычи нефти / И.И. Мутин, В.М. Валовский, Б.В. Аристов, Н.М. Исхакова, И.А. Шайдуллина // Интервал. – 2004. – № 4–5. – С. 31–37.
2. Исаев А.А., Архипов К.И. Влияние условий эксплуатации на обрывность колонны насосных штанг // Ученые записки

Альметьевского государственного нефтяного института. Том XIII. Часть 1. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2015. – С. 192–196.

3. Исаев А.А. Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации осложненных скважин: дис. ... канд. техн. наук / А.А. Исаев. – Уфа, 2016. – 126 с.

4. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань: Фэн, 2002. – 408 с.