

Результаты внедрения комплекса оборудования для отбора газа из затрубного пространства нефтяных скважин

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10069

А.А. Исаев

к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы

isaeff-oil@yandex.ru

ООО УК «Шешмайл», Альметьевск, Россия

Для увеличения коэффициента подачи штангового насоса и дебита установки, снижения износа штанговых винтовых насосов разработан комплекс оборудования по отбору газа из скважин (далее — КОГС). Снижение давления газа в затрубном пространстве скважины является значительным резервом увеличения добычи нефти. Проведены измерения газового фактора нефти, дебита и обводненности жидкости на скважинах с КОГС. Исследованиями установлено, что наибольший эффект от применения комплекса может быть достигнут при максимальном давлении газа в затрубном пространстве скважины. Исследовано влияние изменения давления в затрубном пространстве на величину динамического уровня пластового флюида в скважине. Обоснована необходимость удаления газа из межтрубного пространства и призабойной зоны скважин. Внедрение вакуумирования затрубного газа позволило снизить износ винтовых насосов на 33%, что составило 24%.

Материалы и методы

Для определения уровня жидкости и измерения величины давления в затрубном пространстве нефтяных скважин, а также для исследования (методом динамометрирования) работы скважин с глубинными штанговыми насосами с целью контроля работы насосного оборудования, получение динамограммы работы насосов применялся комплекс МИКОН-101. Интерпретация данных осуществлялась программным обеспечением «Менеджер Измерений» с выводом информации в ИС "Крон".

Ключевые слова

комплекс оборудования по отбору газа, вакуумирование, штанговый винтовой насос, износ эластомера винтового насоса

Повсеместное применение на промыслах сборной лучевой системы сопровождается ростом устьевых давлений скважин, что вызывает увеличение затрубного давления в скважине [1–4].

Цель работы — откачка газа из затрубного пространства скважины для повышения динамического уровня в затрубном пространстве скважины. Для откачки газа применяют устьевые обратные клапаны; перепускные клапаны, установленные на НКТ; компрессоры, установленные на станке-качалке или устьевой арматуре.

Недостатками устьевых обратных клапанов является замерзание при низких температурах, скопление конденсата в устройстве, а также эффективная работа клапанов возможна только при повышенном значении затрубного давления по сравнению с давлением в напорном трубопроводе.

Основных недостатков устьевых обратных клапанов лишены перепускные клапаны, однако при несоблюдении условий образования заданного перепада между затрубным и линейным давлением срабатывание клапана не произойдет.

Помимо вакуумирования в добывающих скважинах в ряде случаев целесообразно использование данной технологии в нагнетательных скважинах, при этом скважину останавливают, вакуумирование продолжают до появления нефтяного газа, что по времени может занять двое и более суток. В результате вакуумирования нагнетательной скважины происходит удаление неподвижных газовых пузырьков из пор и трещин пласта, в результате чего увеличивается приемистость скважины.

Принудительный отбор газа из затрубного пространства скважины позволит исключить выбросы вредных веществ в атмосферу, свести к минимуму риск снижения динамического уровня на приеме насоса, стабилизировать динамический уровень жидкости, и тем самым увеличить межремонтный период скважины.

Таким образом, снижение давления газа в затрубном пространстве является значительным резервом увеличения добычи нефти. Для удаления выделяемых газов, скапливаемых в межтрубном пространстве и призабойной зоне скважин руководством ООО УК "Шешмайл" перед отделом инноваций и экспертизы была поставлена задача разработать технические средства: установки для вакуумирования скважин (далее — УВС) и комплексы по отбору газа из скважин (КОГС) [5, 6].

Разработка оборудования для вакуумирования

Общий вид УВС представлен на рис.1, КОГС — на рис.2. Конструкция УВС и КОГС разработана на основе поршневых компрессоров, согласно ГОСТ Р 54 802-2011 «Компрессоры поршневые газовые, агрегатированные». Габаритные размеры УВС и КОГС отличаются, одинаковые только по ширине (1500 мм), в длину КОГС длиннее на 800 мм и составляет 2800 мм за счет размещения в установке дополнительного оборудования: вентилятора, обогрева, газоанализатор, модернизированная система обвязки. Высота КОГС — 2700 мм, в УВС высота — 1500 мм, увеличение высоты обусловлено размещением конденсатосборника внизу КОГС. Производительность по всасыванию УВС и КОГС одинаковые (0,95 м³/мин), т.к. используются одного типоразмера компрессоры. Мощность КОГС (20,5 кВт) выше мощности УВС (11 кВт) в связи с наличием дополнительного оборудования. Максимальное рабочее давление УВС и КОГС — 2,5 МПа.

УВС и комплекс КОГС монтируются на устье скважины, при этом их конструкция выполнена под стандартное устьевое оборудование, не требующее переоснащения оборудования устья скважины.

Конструкция установок обеспечивает подключение установок к затрубному пространству нескольких скважин и к системе сбора их продукции — нефтепроводу. Производится постоянный контроль величины давления на входе и выходе установок. Обеспечивается сбор конденсата в конденсатосборник. КОГС и УВС работают в автономном автоматическом режиме, поэтому, согласно «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ в нефтяной промышленности» от 12.03.2013, постоянное присутствие оператора при работе компрессорной установки не требуется. Установки выполнены в едином корпусе, подключаются к затрубной задвижке стандартной устьевой арматуры через специальный тройник (узел отбора газа). Узел отбора газа обеспечивает снятие эхограммы, при необходимости подключение дозатора. Подключение компрессорной установки производится рукавом низкого давления от затрубного пространства скважины до установки и рукавом высокого давления от установки до манифольдной линии. Рукава оснащаются быстросъемными соединениями, нагревательной лентой и теплоизоляцией для предотвращения скапливания в них конденсата.

Компрессорная установка — «Комплекс по откачке газа из скважин»

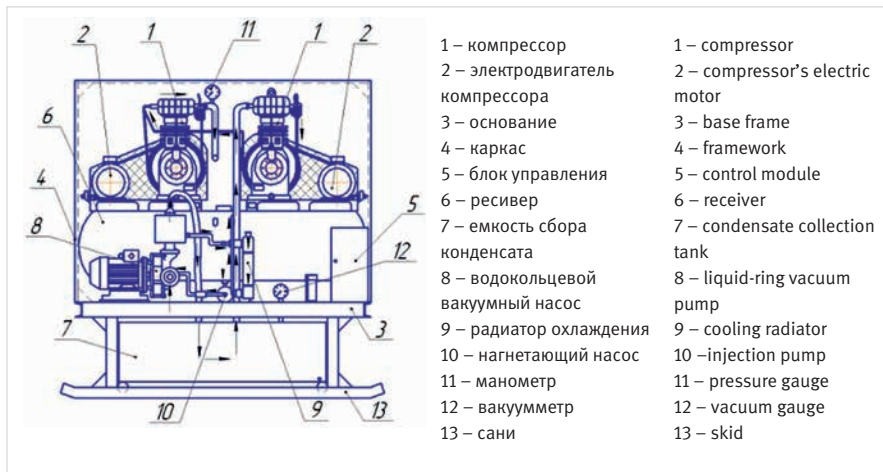


Рис. 1 — Общий вид установки по вакуумированию скважин
Fig. 1 — Well evacuation unit. General view



Рис. 2 — Общий вид комплекса по отбору газа из скважин
Fig. 2 — General view of set of equipment for gas extraction from wells

сертифицирована. Сертификат соответствия № TC RUC-RU.AЯ54.B.00254, серия RU №0140938.

В России отсутствует выпуск газовых компрессоров на необходимые параметры, поэтому были вынуждены адаптировать к заданным условиям воздушный компрессор. При назначении данного компрессора были учтены и предусмотрены необходимые требования к контролю, автоматизации и соблюдению требований безопасности, которые реализовывались введением дополнительных элементов и систем контроля и управления, в том числе в систему смазки, введением системы сбора сбросных газов и др., что позволило сертифицировать комплекс КОГС.

Одной из особенностей при работе КОГС на некоторых кустах скважин является выдавливание масла из картера в масляный бачок. Для предотвращения данного

явления была предложена установка обратных клапанов между картером и масляным бачком. Эксплуатация комплексов с установленными обратными клапанами подтвердила правильность предложения.

Надежность работы комплексов КОГС, как и другого создаваемого оборудования, зависит как от разработанной конструкции, ее доработки по результатам промышленных испытаний, так и от качества изготовления и сборки.

Проводимые промышленные испытания опытной партии комплекса КОГС подтверждают в целом его работоспособность. Однако, в зависимости от состава, свойств и количества откачиваемого газа, параметров откачки, давления на входе и выходе из комплекса, значительных минусовых температур, работоспособности покупного компрессора, и других условий на каждом кусте скважин, проявляются свои

особенности в работе комплекса КОГС, в итоге вышеперечисленные факторы могут повлиять на наработку КОГС.

Используемые методы, технологии, инструменты

Для измерения массового расхода жидкости и общей массы вещества при постоянных и переменных расходах применялся счетчик жидкости СКЖ, который устанавливался на устье добывающей скважины, на узле оперативного контроля.

Для определения уровня жидкости и измерения величины давления в затрубном пространстве нефтяных скважин, а также для исследования (методом динамометрирования) работы скважин с глубинными штанговыми насосами (далее — ШГН) с целью контроля работы насосного оборудования, получение динамограммы работы ШГН применялся комплекс МИКОН-101. Интерпретация данных осуществлялась программным обеспечением «Менеджер Измерений» с выводом информации в ИС "Крон". Для регистрации, обработки и хранения эхограмм и динамограмм применялся блок регистрации, в основном, БР-21. По динамограммам можно определить дебит установки, коэффициенты подачи и наполнения насосов. Для преобразования акустических сигналов в электрические, а также преобразования давления в электрический сигнал использовалось устройство приема акустических сигналов УПАС-22П. Акустический сигнал принимается пьезоэлектрическим микрофоном, который устойчив к воздействию сероводорода. На скважинах с затрубным давлением более 0,05 МПа применялось устройство приема акустических сигналов УПАС-22Т, в котором пьезоэлектрический микрофон в устройстве отсутствует, что делает прибор более надежным. Для измерения относительной нагрузки на штоке, а также для определения длины перемещения штока использовался динамометр накладной ДН-117, который устанавливается на нерабочую часть полированного штока ШГН скважины. Зажимной винт предназначен для задания оптимального усилия

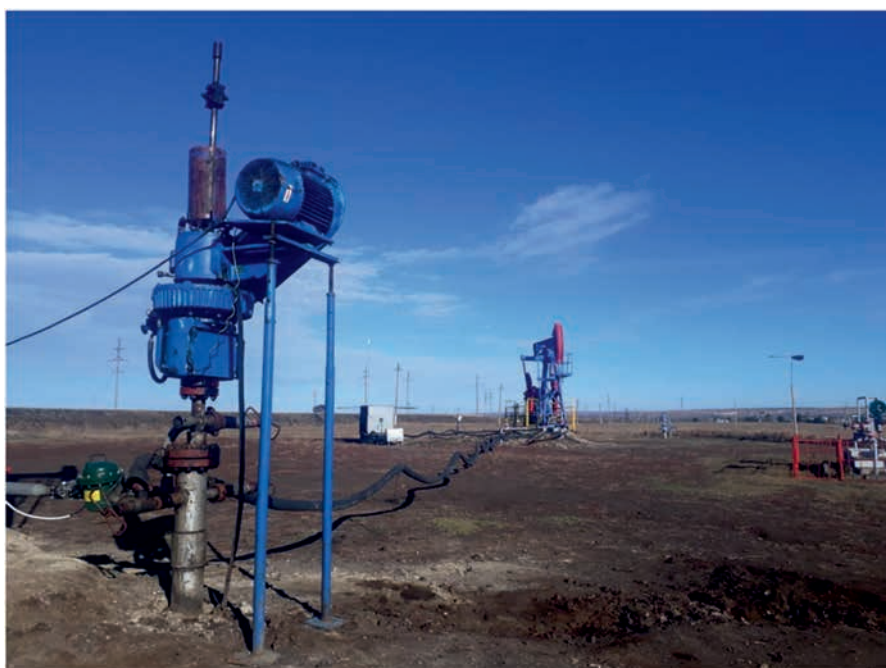


Рис. 3 — Процесс вакуумирования при эксплуатации скважины установкой ШВН
Fig. 3 — Evacuation process during well operation by a PCP unit

зажима. Для определения глубины уровня жидкости в затрубном пространстве до 600 м и создания акустического воздействия в скважинах без давления применялось устройство генерации акустических сигналов УГАС-25.

Для измерения параметров на электродвигателях использовали различные приспособления, способные измерить силу тока, сопротивление и вольтаж: вольтметр, амперметр, мультиметр или токоизмерительные клещи.

Замер обводненности и вязкости осуществляли путем отбора проб с устья скважины с последующим анализом в лаборатории: обводненность по методу дистилляции (Дина-Старка) или линейкой (шкалой) на пробе, вязкость — вискозиметром.

Исследования проводились следующим способом: анализировались динамограммы

до и после создания вакуума, сравнивались показатели коэффициентов подачи и наполнения, динамических уровней, наработки, дебита, обводненности, вязкости нефти, нагрузок на головку балансира, токовых нагрузок на привод установок штангового винтового насоса (далее — УШВН).

Эксплуатация установок штанговых винтовых насосов с вакуумированием

Важной задачей также было изучение влияния вакуумирования на износ винтового насоса. Известно [7], что при эксплуатации скважины с давлением на приеме погружного насоса (Рпр) ниже давления насыщения выделяется агрессивный газ, который влияет на коэффициент подачи насоса и наработку штангового винтового насоса (далее — ШВН), материал эластомера которого при этом насыщается. В АО "Шешмаойл", АО

"Иделойл" и АО "Кондурчанефть" по причине эксплуатации скважины при условии превышении давления насыщения Рнас над давлением на приеме насоса Рпр произошли отказы и последующие 44,6% ремонтов от всего числа случаев [7].

Степень изнашивания эластомера при благоприятных условиях эксплуатации скважины составляет 29,5%, при выборке 58 насосов, происходит естественный износ эластомера штангового винтового насоса. Благоприятные условия эксплуатации скважин подразумевают эксплуатацию без механических примесей в откачиваемой жидкости, с условием $R_{пр} > R_{нас}$, на скважинах без учета механических примесей. И при условии: $R_{нас} > R_{пр}$ — степень износа увеличивается до 36,42%, выборка составила 31 насос. Неблагоприятные условия

Таб. 1 — Данные при эксплуатации УВС на кусте 9845
Tab. 1 — UVS operation data at the wellpad No. 9845

№ скважины	Дебит, м ³ /сут	Динамограмма	
		Дополнительная нефть, т	Дополнительная нефть, т
9845	увеличился с 6,3 до 9,1	не заполнение насоса («пистолетит»)	590
9846	снизился с 6,2 до 5,8	рабочая	
9842	увеличился с 6,9 до 8,02	рабочая	97
9843	увеличился с 2 до 2,5	рабочая	142
9840	увеличился с 11,8 до 13,5	рабочая	75

Таб. 3 — Изменение динамического уровня в АО "Шешмаойл"
Tab. 3 — Dynamic level change in JSC Sheshmaoil

№ скважины	Динамический уровень, м		Прирост, м
	До вакуума	При вакууме	
3733	782	657	+ 125
3735	896	860	+ 36
3730	688	717	- 29
3729	507	637	- 130
3738	950	804	+ 146
3740	857	722	+ 135
3763	920	797	+ 123
3762	1090	970	+ 120
3702	1103	977	+ 126
3767	1110	1015	+ 95
9340	1085	880	+ 205

Таб. 4 — Изменение обводненности в АО "Шешмаойл"
Tab. 4 — Water cut change in JSC Sheshmaoil

№ скважины	Обводненность, %	
	До вакуума	При вакууме
9769	20	18
3205	9	5
3458	10	3
3733	80	50
3729	88-98	80-85
3753	98	94
3737	26	12

Таб. 2 — Изменение дебита в АО "Шешмаойл"
Tab. 2 — Flow rate change in JSC Sheshmaoil

№ скважины	Дебит, м ³ /сут		Дополнительная нефть, т	Прирост, м ³ /сут
	До вакуума	При вакууме		
3733	3	5,2	179	+2,2
3730	3,2	1,2	-	-2,0
3729	5,2	5,7	439	+0,5
3753	33	34,7	255	+1,7
3739	1,1	1,7	167	+0,6
3726	1,2	2,3	114	+1,1
3738	5	8,5	13	+3,5
3737	1,1	1,14	10	+0,04
3741	3,18	3,5	1	+0,32
3740	8,6	9,65	15	+1,05
3743	2	2,1	3	+0,1
9769	23	24	40	+1,0
3467	10,5	13	62	+2,5
3458	3,4	3,5	30	+0,1
3463	4,4	6	12	+1,6
3438	7	7,2	49	+0,2
566	3,4	3,8	34	+0,4
3484	7,6	8,5	18	+0,9
3473	7	8	246	+1,0
3483	4,4	4,8	54	+0,4
3475	2,2	2,5	34	+0,3
3459	2,7	3,2	24	+0,5
3205	3,4	3,8	15	+0,4
3763	2,2	3,5	37	+1,3
3762	6,4	7,6	76	+1,2
3389	6	6,2	4	+0,2
9340	2,2	3,7	9	+1,5

Таб. 5 — Изменение дебита в АО "Иделойл"
Tab. 5 — Flow rate change in JSC Ideloil

№ скважины	Дебит, м³/сут		Дополнительная нефть, т	Прирост, м³/сут
	До вакуума	При вакууме		
3546	4,1	4,8	45	+0,7
1377	4,6	4,7	9	+0,1
3547	11,4	14,5	29	+3,1
628д	3,1	3,5	271,5	+0,4
3633	38,7	42	157,3	+3,3
3637	23,9	25,4	18,4	+1,5
1448	17	17,9	175	+0,9
1450	2,2	7,2	12,4	+5,0
1433	5,3	6,7	42	+1,4
1425	4,7	5,5	32,2	+0,8
1367	4,9	5,5	21	+0,6
3546	3,8	4,8	57,2	+1,0
3760	2,2	2,6	4,6	+0,4
3508	3,4	6,5	11,8	+3,1

Таб. 7 — Изменение коэффициента подачи в АО "Иделойл"
Tab. 7 — Delivery rate change in JSC Ideloil

№ скважины	Коэффициент подачи		Изменение, %
	До вакуума	При вакууме	
3760	0,4	0,48	+ 16,8
1425	0,56	0,69	+ 18,8
3546	0,64	0,8	+ 20,0
1377	0,58	0,71	+ 18,3
3557	0,5	0,7	+ 28,6
3547	0,7	0,89	+ 21,3
628д	0,6	0,64	+ 6,2
3637	0,77	0,81	+ 4,9
1448	0,49	0,77	+ 36,4
1433	0,74	0,77	+ 3,9
3670	0,63	0,66	+ 4,5
3508	0,56	0,86	+ 34,9

Таб. 6 — Изменение динамического уровня в АО "Иделойл"
Tab. 6 — Dynamic level change in JSC Ideloil

№ скважины	Динамический уровень, м		Прирост, м
	До вакуума	При вакууме	
3785	1189	1077	+ 112
3784	305	262	+ 43
3783	917	893	+ 24
1502	1150	1100	+ 50
1503	1055	990	+ 65
3546	952	885	+ 67
1377	938	829	+ 109
3560	880	842	+ 38
3547	700	660	+ 40
628д	853	799	+ 54
3633	846	780	+ 66
3637	950	800	+ 150
1450	860	760	+ 100
1433	850	810	+ 40
1425	1016	948	+ 68
1367	1140	1060	+ 80
3546	952	885	+ 67
3670	827	595	+ 232
3760	1140	1016	+ 124
3508	1072	870	+ 202

эксплуатации скважины в совокупности с наработкой насоса увеличивают вероятность выхода из строя винтового насоса, так при оборотах ротора до 21 млн степень износа составляет 24,28%, при оборотах в диапазоне 21–42 млн степень износа — 19,5%, а при более 42 млн оборотов степень износа вырастает в 2 раза до 41,37%. Необходимо поддерживать динамический уровень над винтовым насосом, что приводит к повышению давления на приеме насоса и изменению условия к Рпр>Рнас. На 16 скважинах Дачного, Северного, Летнего, Новошешминского и Краснооктябрьского месторождений (Республика Татарстан) провели эксперимент с вакуумированием затрубного газа и последующими стендовыми испытаниями насосов с целью определения степени износа штанговых винтовых насосов. Степень изнашивания ШВН составила 24%, что ниже на 34% при эксплуатации установок штанговых винтовых насосов с Рнас>Рпр [8].

Результаты эксплуатации скважин с УВС в АО "Шешмаойл"

АО "Шешмаойл" эксплуатирует 4 месторождения: Летнее, Северное, Ново-Шешминское, Краснооктябрьское. Первые испытания УВС для вакуумирования скважин на кусте 609(3) Краснооктябрьского месторождения были проведены с 29.05.2011 г., получены следующие результаты:

1. Скважина 9715 — во время вакуумирования увеличился коэффициент подачи Кпод с 0,41 до 0,72 и средний дебит по динамограмме (с 2,4 до 4,11 м³/сут), дополнительная нефть составила 56,5 т. После вакуумирования эффект продолжался, дополнительная нефть составила 32 т.
2. Скважина 9710 — во время вакуумирования увеличился Кпод с 0,43 до 0,62 (в течение 26 суток) и средний дебит по динамограмме (с 2,75 до 3,33 м³/сут), дополнительная нефть составила 17,2 т. После 20 суток вакуумирования эффект снизился до первоначальных значений, по динамограмме — не заполнение насоса («пистолетит»).

3. Скважина 9721 — во время вакуумирования увеличился Кпод с 0,5 до 0,55 (в течение 22 суток) и средний дебит по динамограмме (с 1,8 до 2,06 м³/сут), дополнительная нефть составила 2 т. После 20 суток вакуумирования эффект снизился до первоначальных значений, по динамограмме — не заполнение («пистолетит»). После вакуумирования средний дебит увеличился на 0,3 т в течение 1 месяца, дополнительная нефть составила 16,06 т.
4. Скважина 703 — во время вакуумирования увеличился Кпод с 0,45 до 0,65 (в течение 12 суток) и средний дебит по СКЖ (с 2,55 до 2,82 м³/сут), дополнительная нефть составила 18,4 т. После вакуумирования эффект не наблюдается. По динамограмме — не заполнение насоса.
5. Скважина 9204 — во время вакуумирования увеличился Кпод с 0,53 до 0,67 (в течение 20 суток) и средний дебит по СКЖ в течение 20 суток (с 4,5 до 6,8 м³/сут), дополнительная нефть составила 47 т, после чего дебит и Кпод уменьшился.

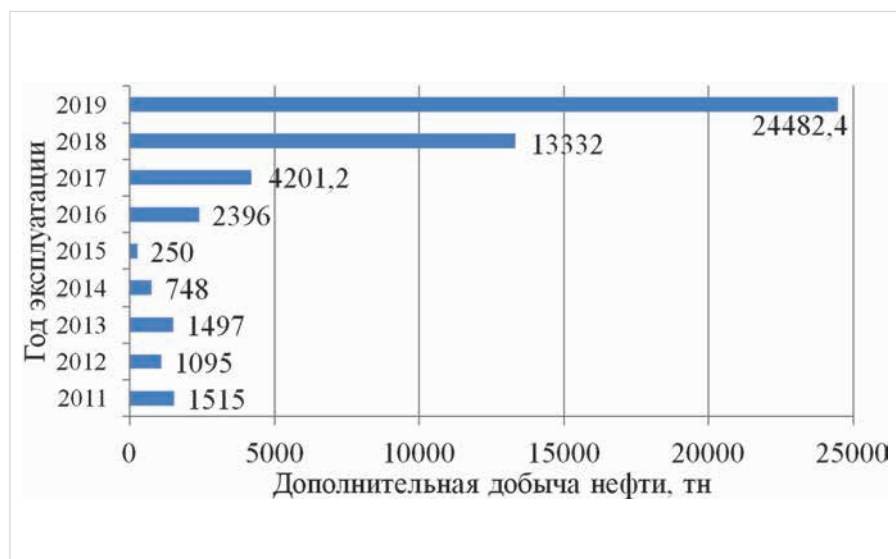


Рис. 4 — Дополнительная добыча от внедрения УВС и КОГС
Fig. 4 — Additional production resulting from the implementation of UVS and KOGS

Таб. 8 — Добыча нефти с КОГС
Tab. 8 — Oil production with KOGS

№ куста	Количество скважин на кусте	Доп. добытая нефть, т	Доп. нефть на один КОГС, т/сут	Доп. нефть на одну скважину, т/сут
2201 (1)	6	241,4	1,2	0,2
2201 (2)	5	251,4	1,5	0,3
33 (1)	4	93,8	0,8	0,2
33 (2)	3	153,9	1,5	0,5
19	6	60,5	0,6	0,1
641	7	195,9	1,4	0,2
627 (1)	5	127,5	0,9	0,2
627	3	102	0,6	0,2
641 (2)	6	183,1	1,6	0,3
21	3	21,5	0,3	0,1
676	6	81,5	0,6	0,1
676 (1)	5	39,3	0,5	0,1
676 (2)	4	26,7	0,2	0,04
БГ-9703	7	460,5	10,9	1,57
БГ-9203	6	515,5	1,87	0,31
БГ-3740	3	297,2	1,21	0,4
БГ-3739	4	1006,1	4,04	1,01
БГ-3243	6	318,2	1,21	0,2
БГ-3243 (1)	5	195,9	0,75	0,15
БГ-3217	2	263	1,04	0,52
БГ-3744	3	331,1	1,56	0,52
3214 (1)	2	139,2	0,58	0,29
3214 (2)	2	153,7	0,6	0,37
БГ-9710	7	159,8	0,75	0,11
3171	3	505,7	2,11	0,7
3213	3	159,1	0,68	0,23
3191	3	216,3	0,95	0,32
БГ-9226	5	81,8	0,36	0,07
БГ-9382	6	546,4	2,42	0,4
БГ-9391	4	38,4	0,52	0,13
БГ-567	1	0	0	0
БГ-9320	7	116,4	1,03	0,15

После вакуумирования эффект не наблюдался. По динамограмме – не заполнение («пистолетит»).

6. Скважина 9711 — скважина периодическая, проведение вакуумирования на работу скважины не повлияло.

7. Дополнительная нефть по динамограммам на кусте 609(3) во время вакуумирования (с 31.05.11 г. по 06.07.11 г.) и после вакуумирования составила 189 т.

С 08.07.2011 г. на кусте 9845 Краснооктябрьского месторождения УВС обязаны 5 скважин, основные выводы по эффективности УВС на кусте 9845 представлены в таб.

1. Дополнительная нефть на кусте 9845 с 07.07.2011 г. по 29.05.2012 г. составила 904 т.

Дополнительная добыча нефти на кусте 9859 составила 2,1 т/сут, причем эффект наблюдается на всех четырех скважинах: на скв. 9859 снизилась обводненность с 87% до 80%, дополнительная нефть составила 92 т; на скв. 9844 — 74 т; на скв.9853 - 237т; на скв.9851 - 104т.

На кусте 9850 эффект присутствует только на скв. 9854 (+0,12 т/сут), дополнительно добыли 7 т, на скв. 9849 эффект был кратковременный, только в начальный период вакуумирования, дополнительная нефть — 40 т. На скв. 9850 эффект также незначительный.

В таб. 2 представлен перечень скважин с существенным эффектом от внедрения УВС на кустах блок-ребенок (БГ) БГ-3728, БГ-3739, БГ-9766, БГ-3463 и групповых замерных установках (ГЗУ) ГЗУ-6, ГЗУ-10, ГЗУ-7, ГЗУ-2. На данных объектах эксплуатация велась в ручном режиме с 09.08.2012 г.

Скважины 3733, 3730, 3739, 3741, 3763 эксплуатируются УШВН, при вакуумировании на данных скважинах зафиксированы снижение токовых нагрузок на 16%.

На большинстве скважин при вакуумировании вырос динамический уровень, что позволило увеличивать наполнение и подачу насосов. Изменение уровней показано в таб. 3.

Две скважины (3738, 3726) вывели из циклики, благодаря вакуумированию.

Имеются случаи снижения обводненности (таб. 4).

На большинстве скважин увеличились коэффициенты наполнения и подачи насосов, в среднем на 18 %.

На скв. 9766, 9768, 9883, 3464, 3455, 3736, 3735, 3767, 3768, 3770, 9343, 9345 — без эффекта, существенных изменений не обнаружено, связано это с очень малым сроком эксплуатации УВС, несколько часов в сутки (1–2 часа).

Эффективность внедрения в начальный период эксплуатации (2011–2014 гг.) составила 66%, дополнительная добытая нефть — 1814 т.

Общая дополнительная добытая нефть на кустах 609 с обвязкой 18 скважин (в период с 05.09.2014 г. по 31.12.2016 г.) составила 610 т. На кустах 609 была определена зависимость средних показателей подачи насоса от затрубного давления и выявлено, что чем ниже затрубное давление с одновременным повышением динамического

уровня, тем выше коэффициент подачи насоса.

Результаты эксплуатации скважин с УВС в АО "Иделойл"

АО "Иделойл" эксплуатирует Дачное месторождение, характеризующееся высокой вязкостью нефти и низкими пластовыми давлениями. Первые внедрения УВС были на кустах 10 и 626, вакуумирование производили с 22.04.2013 г.

В таб. 5 представлены 14 скважин с существенным эффектом от внедрения УВС на 5 кустах.

На 20 скважинах получен прирост динамического уровня, изменение уровней показано в таб. 6, при этом увеличились коэффициент подачи насосов, в среднем на 18,8 % (таб. 7).

На скв. 1369 — без эффекта, существенных изменений не обнаружено, связано это со сроком эксплуатации УВС, несколько часов в сутки (1–2 часа). В связи с отсутствием замеров по СКЖ и динамограммам, данных по динамическим уровням эффективность внедрения УВС на скв.1309, 3517 и 1401 оценить не представляется возможным.

Согласно графикам динамограмм по скважинам АО "Иделойл", до вакуумирования и во время процесса видно улучшение (наполнение) динамограммы при вакуумировании, Кпод и дебит по динамограмме увеличивается, динамический уровень поднимается при вакуумировании (в среднем на 80 м), на 8 скважинах снизилась обводненность, в среднем на 2–5%.

За время эксплуатации четырьмя УВС в АО "Иделойл" с 2013 по 2017 годы на 20 скважинах дополнительно было добыто 3918,6 т нефти. На всех скважинах виден эффект стабилизации забойного давления и отсутствие снижения добычи, на многих скважинах имеется резерв по оптимизации.

Внедрение КОГС

Новые КОГС (рис. 2) внедрены в АО "Иделойл", АО "Шешмаойл", АО "Геотех", АО "Геология" и АО "Татнефтеотдача". По состоянию на 10.09.2019 г. эксплуатируются 105 КОГС.

Дополнительная нефть на 1 скважину по АО "Иделойл" составила в среднем 0,2 т/сут. Из внедренных 38 установок КОГС в АО "Иделойл", без экономического эффекта — 3 установки, средняя дополнительная добыча на установку составила меньше 0,4 т/сут. По установкам КОГС с эффектом — дополнительная добыча составила на одну КОГС 1,03 т/сут. Прогнозная дополнительная добыча по АО "Иделойл" составляет 9488 т нефти в год.

Из 48 КОГС в АО "Шешмаойл" без эффекта установка КОГС на скв. 567, т.к. в период с 7.10.2017 г. по 21.10.2017 г. проводился гидроразрыв пласта и сложно оценить эффективность мероприятия. Итого по АО "Шешмаойл" общая дополнительная добыча нефти составила на 1 КОГС — 1,9 т/сут. Прогнозная дополнительная добыча по АО "Шешмаойл" составляет 7859 т нефти в год. Аналогичная картина просматривается и в других компаниях, эксплуатирующих КОГС.

За время внедрения УВС и КОГС в совокупности дополнительно добыто 49516 т нефти (рис. 4).

В таб. 8 представлена информация по количеству оборудованных данным комплексом скважин и дополнительно добытой нефти по некоторым КОГС.

Замер газового фактора на скважинах с УВС

Согласно исследованиям, проведенным АО «ОЗНА» по замеру газового фактора передвижной лабораторией промышленных исследований, коэффициент сепарации газа на приеме глубинного насоса более 0,9, т.е. основная часть свободного газа, вышедшая из газожидкостной смеси на приеме насоса при давлениях 0,1–0,2 МПа поступает в затрубное пространство [9]. Проведены измерения газового фактора нефти, дебита и обводненности жидкости передвижной установкой (УЗГФ) на 11 скважинах Заречного месторождения АО «Геотех».

На большей части скважин установленные установки по вакуумированию УВС. На 5 из 6 скважинах (112, 116, 118, 121, 2143) не удалось измерить газовый фактор из-за отсутствия достаточного количества газа (основной части технологического процесса измерения количества поступившего газа в измерительную емкость). Причина этого состоит в том, что отобранный из затрубного пространства с помощью УВС газ не участвует в измерениях, а отводится в коллектор, минуя УЗГФ. Получается, УВС, создавая вакуум, выкачивает газ из продукции скважины как минимум до 225 метров, в таком случае вакуумирование при определенных условиях может выкачивать газ из пласта, и снижать эффект Жамена, увеличивая подвижность нефти. Это еще одно из преимуществ создания вакуума в затрубном пространстве скважины.

Итоги

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

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 на 40%.

Выводы

1. Удаление газа из пласта улучшает условия притока нефти к скважине, снижает негативное влияние газа на работу насоса, дает возможность получить дополнительные объемы нефтяного газа, а также исключаются выбросы вредных веществ в атмосферу, в связи с этим разработаны установки по вакуумированию скважин.
2. По состоянию на 10.09.2019г. в эксплуатации находятся 105 КОГС и УВС (48 — в АО "Шешмаойл", 38 — в АО "Иделойл", 6 — в АО "Геотех", 10 — в АО "Геология", 3 — в АО "Татнефтеотдача"), к КОГС и УВС подключены 471 скважина.
3. Экспериментально установлено, что

степень изнашивания ШВН при вакуумировании скважин ниже на 34%, чем при эксплуатации установок штанговых винтовых насосов с Рнас>Рпр.

4. При исследовании газового фактора с вакуумированием скважины выявлено обнуление газового фактора как минимум при динамическом уровне выше длины спуска насоса на 225 метров.
5. С 2011 года исследования по влиянию вакуумирования на основные технологические показатели скважины и установок для добычи показало следующее:
 - 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 60–300 м, среднее значение — 130 м;
 - на скважинах с положительным эффектом от КОГС средний прирост дебита нефти составляет 0,1–2,0 т/сут, по жидкости от 0,1–0,2 до 5–6 м³/сут.
6. На всех КОГС и УВС разработаны, испытаны и внедрены системы автоматизации.
7. Применение КОГС на скважинах является эффективным мероприятием с технологической и экономической точек зрения, имеет положительный результат в т.ч. и для снижения износа ШВН.

Литература

1. Севастьянов А.В., Иванов А.А., Фаткуллин А.С. Технология отвода газа из затрубного пространства нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. 2014. №9. С. 30–31.
2. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань: Фэн, 2002. 408 с.
3. Исаев А.А. Внедрение интеллектуальной установки для вакуумирования типа КОГС // Нефть. Газ. Новации. 2018. №12. С. 52–56.
4. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективная система добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2018. №11. С. 49–54.
5. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Улучшение экологической безопасности на устье добывающих скважин // Нефть. Газ. Новации. 2019. №4. С. 40–44.
6. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин // Нефть. Газ. Новации. 2017. №12. С. 38–45.
7. Исаев А.А. Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации осложненных скважин. Уфа: УГНТУ, 2016. 126 с.
8. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективность удаления газа из скважины. Георесурсы, 20 (4), Ч.1, С. 359–364.
9. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Измерение свободного и растворенного газа в нефти в условиях присутствия в продукции скважины пластовой воды // Нефтепромысловое дело. 2018. №12. С. 59–63.

The results of implementation of a set of equipment for gas extraction from annular space of oil wells

Author

Anatoliy A. Isaev — Ph.D., leading engineer of department for innovations and examination; isaeff-oil@yandex.ru

Sheshmaoil Management Company LLC, Almeteyevsk, Russian Federation

Abstract

The set of equipment for gas extraction from wells (KOGS) has been developed to increase a pump's feed rate and the equipment's production rate, and to reduce wear of PCPs. Reducing gas pressure in the annulus is a significant reserve for increasing the oil production. The gas content in oil, production rate and water cut in the wells equipped with KOGS have been measured. Studies have determined that application of the system under the maximum gas pressure in the annulus of the well can provide the highest efficiency. The effect of a pressure change in the annulus on the dynamic level of formation fluid in the well was studied. The necessity of gas removal from the annular space and bottomhole zone of a well was substantiated. The implementation of evacuation of annular gas made it possible to reduce the wear of screw pumps: the wear degree equaled 24%, reducing by 33%.

Materials and methods

The MIKON-101 set of instruments was used to determine the liquid level and measure the pressure in the annular space of oil wells, as well as to study (by dynamometer measurements) the operation of wells with deep rod pumps in order to control the operation of pumping equipment and obtain a dynamogram (load curves) of the pumps. Data interpretation was performed by the

Measurement Manager software with the subsequent output of information to the Kron Information System.

Keywords

set of equipment for gas extraction, evacuation of wells, PCP (screw rod pump), wear of PCP's elastomer

Results

With a discounted payback period of 1,09 years, the profitability index of the discounted costs is 1.35. There has been detected no significant increase in oil viscosity in the course of evacuation; only 5 wells recorded an increase in viscosity from 120 to 180 mPa•s, on average. The increase in completion of a dynamometer chart when evacuating equals 40%, on average.

Conclusions

1. Removal of gas from a formation improves the conditions of oil inflow to the wellbore, reduces the negative impact of gas on the pump, makes it possible to obtain additional volumes of petroleum gas; and emissions of harmful substances into the atmosphere are also eliminated, thereby, oil well evacuation units (UVS) have been developed.
2. As of 10.09.2019, 105 KOGS and UVS units were in operation (48 of which in JSC Sheshmaoil, 38 — in JSC Ideloil, 6 — in JSC

Geotech, 10 — in JSC Geology, 3 — in JSC Tatnefteodacha), connected to oil wells.

3. It has been experimentally established that the degree of wear of PCP when evacuating wells is lower by 34% than when operating PCP units under $P_{sat} > P_{intake}$.
4. When evaluating the GOR after evacuation of a well, zeroing of the GOR was revealed at the dynamic level of at least 225 meters above the pump installation depth.
5. The studies on the effect of evacuation on the main technological indicators of a well and production facilities that have been carried out since 2011 showed the following:
 - the majority of the wells had been operated with an annular pressure of 0.2–1.0 MPa before application of KOGS. After the installation and start-up of KOGS, the annular pressure was reduced to minus 0.05–0.08 MPa, and the dynamic level was significantly increased within the range of 60–300 m, the average value was 130 m.
 - in wells with a positive effect from the KOGS, the average increase in oil production rate is 0.1–2.0 tons per day, fluid production has increased from 0.1–0.2 to 5–6 m³ / day.
6. Automation systems have been developed, tested and implemented at all KOGS and UVS units.
7. Application of KOGS on wells is an effective measure from technological and economic standpoint, it yields positive results, including its effect on reduction of PCP wear and tear.

References

1. Sevastyanov A.V., Ivanov A.A., Fatkullin A.S. *Tekhnologiya otvoda gaza iz zatrubnogo prostranstva neftnykh skvazhin* [Technology of gas removal from the annular space of oil wells]. Oilfield Engineering, 2014, issue 9, pp. 30–31.
2. Tronov V.P. *Separatsiya gaza i sokrasheniye poter' nefi* [Gas separation and reduction of oil loss]. Kazan, "Fan" Publishing, 2002, 408 p.
3. Isaev A.A. *Vnedreniye intellektualnoy ustanovki dlya vakuumirovaniya tipa KOGS* [Introduction of the intellectual evacuation unit of the KOGS type]. Oil. Gas. Innovations, 2018. issue 12, pp. 52–56.
4. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. *Effektivnaya sistema dobychi nefi* [Effective oil production system]. Oilfield Engineering, 2018, issue 11, pp. 49–54.
5. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. *Uluchsheniye jekologicheskoy bezopasnosti na ust'e dobyvajushhih skvazhin* [Improving environmental safety at the wellhead of producing wells]. Oil. Gas. Innovations, 2019, issue 4, pp. 40–44.
6. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. *Razrabotka avtomatizirovannogo kompleksa po otboru gaza iz skvazhin* [Development of an automated set of equipment for gas extraction from wells]. Oil. Gas. Innovations, 2017, issue 12, pp. 38–45.
7. Isaev A.A. *Razrabotka shtangovyh lopatok dlja vintovyh nasosnyh ustanovok pri jekspluatcii oslozhnennyh skvazhin*: [Development of sucker rod blades for PCP units during operation of complicated wells]. Ufa: USPTU, 2016, 126 p.
8. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. *Effektivnost udaleniya gaza iz skvazhiny* [The efficiency of gas removal from a wellbore]. Georesources, 20 (4), part 1, pp. 359–364.
9. Isaev A.A., Takhautdinov R. Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A. A. *Izmereniye svobodnogo i rastvorennogo gaza v nefi v usloviyah prisutstviya v produkcii skvazhiny plastovoj vody* [Measurement of free and dissolved gas in oil in the presence of produced water in the well output]. Oilfield Engineering, 2018, issue 12, pp. 59–63.