

Разработка каплевидного клапана

Лисин А.А.¹, Цинк А.А.¹, Исаев А.А.¹, Исрафилов Д.Х.¹, Ломовцев М.Н.¹, Аюпов Р.Р.¹, Ярош А.И.²

¹ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия; ²РГУ нефти и газа, Москва, Россия

isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация

В статье представлена разработанная специалистами ООО УК «Шешмаойл» оригинальная конструкция каплевидного всасывающего клапана со смещенным вниз центром тяжести и направляющими ребрами, обеспечивающими надежную посадку запорного элемента на седло без применения дополнительных пружинных механизмов. Внедрение клапана позволяет устранить характерные для стандартных шаровых клапанов проблемы зависания, залипания и запаздывания закрытия при работе в вязких средах (до 1 200 мПа·с).

Эффективность нового клапана оценена в ходе опытно-промышленных испытаний, проведенных на 11 скважинах АО «Шешмаойл» в период с 2020 по 2025 г. с использованием трубных насосов диаметром 44 и 57 мм. Технологический эффект выразился в получении 5 953,6 т дополнительной нефти за период испытаний (общая накопленная добыча составила 19 138 т), а максимальная наработка на отказ достигла 1 592 суток. Положительный эффект по дополнительной добыче получен на 8 из 11 скважин (72,7 %). Предложенное техническое решение рекомендуется для применения на месторождениях с высоковязкими и сверхвязкими нефтями, а также в осложненных условиях эксплуатации ШГН.

Материалы и методы

Материалы: клапан, капля, программное обеспечение. Методы: гидродинамическое моделирование, STAR-CCM+, построение полей распределения давления и скорости

Ключевые слова

скважинный штанговый насос, всасывающий клапан, каплевидный клапан, высоковязкая нефть, промысловые испытания, дополнительная добыча нефти, вязкость, плотность, перепад давления, коэффициент расхода

Для цитирования

Лисин А.А., Цинк А.А., Исаев А.А., Исрафилов Д.Х., Ломовцев М.Н., Аюпов Р.Р., Ярош А.И. Разработка каплевидного клапана // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 59–63. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-59-63

Поступила в редакцию: 23.06.2026

OIL PRODUCTION

Development of a droplet-shaped valve

Lisin A.A.¹, Tsink A.A.¹, Isaev A.A.¹, Israfilov D.Kh.¹, Lomovtsev M.N.¹, Ayupov R.R.¹, Yarosh A.I.²

¹Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almet'yevsk, Russia; ²Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia

isaeff-oil@yandex.ru

Abstract

The article presents an original design of a droplet-shaped suction valve developed by specialists of Management Company “Sheshmaoil” LLC. The valve features a downward-offset center of gravity, and guides that ensure reliable fitting of the shut-off element onto the valve seat without the use of additional spring mechanisms. The implementation of the valve eliminates the problems common to conventional ball valves, such as hanging, sticking, and delayed closure when operating in viscous media (up to 1 200 mPa·s).

The efficiency of the new valve was evaluated during pilot field trials conducted on 11 wells of “Sheshmaoil” JSC from 2020 to 2025. These trials used tubing pumps with diameters of 44 mm and 57 mm.

The operating effect resulted in 5,953.6 tons of additional crude oil, with total cumulative production amounting to 19,138 tons. The maximum MTBF reached 1,592 days. A positive effect on incremental production was achieved in 8 out of 11 wells (72,7 %). The proposed technical solution is recommended for application in fields with high-viscosity and extra-heavy oils. It is also recommended for challenging operating conditions of sucker-rod pumps (SRPs).

Materials and methods

Materials: valve, droplet-shaped element, software. Methods: hydrodynamic simulation, STAR-CCM+, pressure and velocity distribution fields mapping.

Keywords

sucker-rod pump, suction valve, droplet-shaped valve, high-viscosity oil, field trials, incremental oil production, viscosity, density, pressure drop, flow coefficient

For citation

Lisin A.A., Tsink A.A., Isaev A.A., Israfilov D.Kh., Lomovtsev M.N., Ayupov R.R., Yarosh A.I. Development of a droplet-shaped valve. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 59–63. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-59-63

Received: 23.06.2026

В подавляющем большинстве в скважинных штанговых насосах (СШН) применяются клапанные пары типа «седло-шар» [1, 2]. Недостатком указанных клапанных узлов является вероятность несвоевременной посадки шара на седло, возможность зависания или залипания шара, особенно при перекачивании вязкой и высоковязкой жидкостей, и, как

следствие, могут происходить значительные утечки жидкости через клапан.

В ходе проведения НИОКР в ООО УК «Шешмаойл» решалась задача обеспечения своевременной и надежной посадки клапана на седло в вязких и высоковязких средах, без применения каких-либо дополнительных механических устройств (например,

пружины). Результатом разработки стал каплевидный всасывающий клапан (КВК) [3–5]. Клапан состоит из корпуса с направляющими, ограничителя хода, седла, каплевидного запорного элемента и держателя седла (рис. 1).

Конструктивными особенностями КВК также являются:

- вес каплевидного запорного эле-

мента — 525 г, что в 2,7 раз больше веса шарика API V11-225 ST — 195 г;

- площадь контакта хвостовой части каплевидного запорного элемента KBK со сводом клапанной клетки — 7,5 мм², что в 8,3 раз меньше, чем у шарика API V11-225 — 62,2 мм².

Клапанный узел работает следующим образом. Во время работы в скважинных штанговых насосах при ходе плунжера вверх над каплевидным запорным элементом создается разрежение, за счет перепада давления каплевидный запорный элемент поднимается при максимальном ходе до упора в ограничитель хода и открывает кольцевой зазор между запорным элементом и седлом, при этом жидкость из подклапанной полости через держатель седла и седло поступает в направляющую клетку корпуса, где проходит по радиальным боковым каналам, обтекая при этом запорный элемент, а также по осевому проходному каналу между перемычками и ограничителем хода, далее поступает в надклапанную полость ниппеля, а затем в цилиндр под плунжер ШГН. При ходе плунжера вниз под действием собственного веса каплевидный запорный элемент садится на седло.

Технические характеристики и габаритные размеры клапана KBK представлены в таблицах 1 и 2.

Для оценки гидродинамической эффективности KBK было проведено численное моделирование в программной среде Simcenter STAR CCM+, позволяющей моделировать широкий спектр инженерных задач, связанных с течением жидкости.

Исследование проводилось на двух жидкостях с основными параметрами: вода (вязкость 1 мПа·с, плотность 1 000 кг/м³) и нефть (вязкость 21 мПа·с, плотность 780 кг/м³). Параметры выбраны для исследования влияния вязкости и плотности на работу клапана, так как они существенно влияют на гидродинамические характеристики потока.

Задан массовый расход на входе, соответствующий каждой исследуемой подаче, а именно, от 5 до 40 м³/сут с шагом 5 ед., позволяющим получить детальную зависимость параметров. Задано фиксированное давление на выходе, обеспечивающее стабильность расчетов и корректное распределение давления внутри клапана.

Для каждого сочетания эксплуатационных параметров, включая подачу и реологические свойства жидкости, были проведены отдельные вычислительные эксперименты. Основными целевыми показателями расчета являлись перепад давления и коэффициент расхода. Для оценки характеристик клапана по этим параметрам были построены соответствующие зависимости, которые легли в основу анализа работы оборудования.

Основные целевые параметры — это перепад давления и коэффициент расхода,

которые являются важнейшими показателями для оценки гидродинамической эффективности оборудования. Для каждого сочетания значений подачи и вязкости жидкости были построены графики, отображающие

зависимость этих параметров от эксплуатационных условий.

При вязкости 1 мПа·с и подаче 40 м³/сут перепад давления на клапане KBK равен 676 Па (рис. 2а).



Рис. 1. Схема клапана KBK

Fig. 1. KVK droplet-shaped valve structure

Табл.1. Технические характеристики клапана KBK

Tab. 1. Technical properties of KVK valve

1.	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	127; 146; 168
2.	Диаметр и тип насоса	ТН 125; 150; 175; 225; 275
3.	Диаметр НКТ, мм	60, 73, 89
4.	Максимальное рабочее давление, МПа	14,0
5.	Вязкость отбираемой продукции, мПа·с, (не более подтверждено промысловыми испытаниями)	1 200
6.	Обводненность отбираемой продукции, % (не более)	99
7.	Рабочая среда:	нефть, вода пластовая
	– содержание механических примесей, % (не более)	1,3
	– содержание сероводорода (H ₂ S), мг/л (не более)	50
	– газовый фактор, м ³ /т (не более)	25
	– значение водородного показателя (pH)	4,2–8,0
	– температура рабочей среды, °С (не более)	100

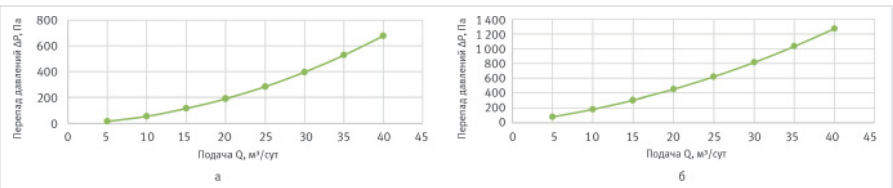


Рис. 2. Зависимость перепада давления от подачи при использовании воды — а и нефти — б

Fig. 2. Pressure drop vs. discharge rate for water — а and oil — б

Табл. 2. Габаритные размеры клапана KBK
Tab. 2. Overall sizes and dimensions of KVK valve

Диаметр корпуса, мм (не более)	86
Длина, мм (не более)	305
Диаметр проходного сечения седла, мм	26,57
Вес каплевидного запорного элемента, кг (не более)	0,52
Масса клапана, кг (не более)	7,67

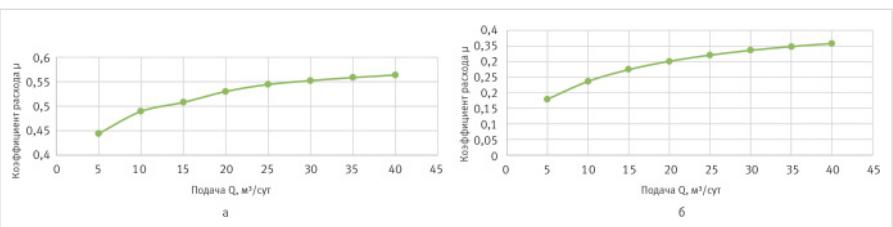


Рис. 3. Зависимость коэффициента расхода от подачи при использовании воды — а и нефти — б

Fig. 3. Flow coefficient vs. discharge rate for water — а and oil — б

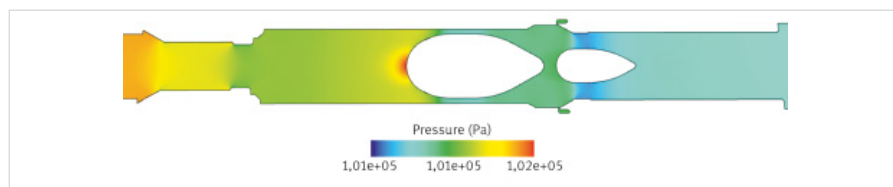


Рис. 4. Поле распределения давления клапана КВК
Fig. 4. Pressure distribution field for KVK valve

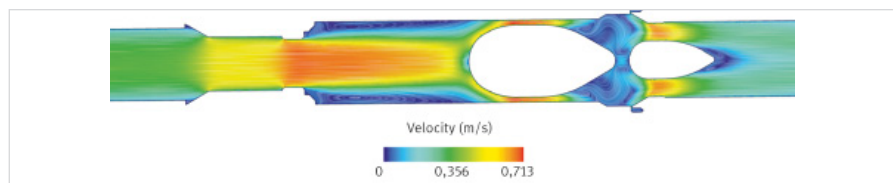


Рис. 5. Поле распределения скорости клапана КВК
Fig. 5. Fluid velocity distribution field for KVK valve

Табл. 3. Нарботка СШН-КВК за время ОПИ
Tab. 3. SRP-KVK operating time during field trials

№ скважины	Вязкость, мПа·с	Содержание мех. примесей, %	Общая наработка, сут.
3221	92	0,12	1 277
619	154	0,1	1 631
9732	191	0,02	1 561
3820	1 196	0,27	1 460
3506	71	0,05	1 592
3813	553	0,03	1 158
3171	838	0,08	20
3232	469	0,02	586
3492	112	0,18	1 002
3792	238	0,1	676
3817	232	0,12	776

Табл. 4. Результаты внедрения КВК на скв. 3221
Tab. 4. KVK introduction results at the well № 3221

11.04.2020 г. внедрение СШН-КВК				
№ п/п	Показатели	До внедрения КВК	Во время работы КВК	После извлечения КВК
1	$Q_{ж}$, м ³ /сут	6,6	10,7	5,8
2	$Q_{н}$, т/сут	0,2	2,9	2
3	Обводненность, %	97	61,7	61
4	Вязкость, мПа·с	91,8	–	–
5	Мех. примеси, %	0,1	0,12	0,01
6	Тип насоса	175 RHAM	25-175-TNM	175 RHAM
7	Зенит. угол в месте установки насоса	24,3	22,3	24,15
8	Глубина подвески насоса $H_{подв}$, м	886,9	936,07	904,78
9	Динамический уровень $H_{дин}$, м	500	833	820
10	Коэффициент подачи насоса $K_{под}$	0,86	0,56	0,62
11	Коэффициент наполнения насоса $K_{нап}$	0,95	0,91	0,94
12	Накопленная добыча нефти $Q_{н\ накоп}$, т	–	4079	–
13	Дополнительно добытая нефть $Q_{н\ доп. добыт}$, т	–	3823,7	–
14	Нарботка насоса, сут	–	1277	579

При вязкости 21 мПа·с клапан КВК показывает экспоненциальный рост перепада давления, который достигает почти 1 300 Па при максимальной подаче (рис. 26).

Графики на рисунке 3 показывают, что с увеличением подачи коэффициент расхода возрастает, что соответствует ожидаемому снижению гидравлического сопротивления при росте расхода. Максимальный коэффициент расхода при высокой вязкости составляет 0,36.

Эпюры давления и скорости для клапана КВК

Для более глубокого понимания влияния свойств жидкостей на работу клапана КВК были построены поля распределения давления и скорости при подаче 30 м³/сут.

Поле распределения давления: показано равномерное распределение давления с минимальными зонами высокого градиента (рис. 4). Поле распределения скорости: поток проходит плавно, без значительных турбулентных зон (рис. 5). Таким образом, клапан КВК может быть успешно применен в системах с менее вязкими жидкостями и там, где требования к коэффициенту расхода и перепаду давления не являются критичными. Его характеристики позволяют стабильно работать при различных подачах, что делает его подходящим выбором для широкого спектра задач.

Описание ОПИ

ОПИ скважинных штанговых насосов с каплевидным всасывающим клапаном (СШН-КВК) велось с 2020 г. Внедрение клапанов КВК производилось на 11 скважинах АО «Шешмаойл» (табл. 3). В процессе ОПИ каплевидные всасывающие клапаны КВК устанавливались на трубные насосы ТНМ условным диаметром 44 и 57 мм. В качестве примера опыта эксплуатации СШН-КВК приведем скважину № 3221 Северного месторождения (табл. 4).

Анализируя работу СШН-КВК и эксплуатируемого до внедрения КВК вставного насоса с верхним механическим креплением по API 25-175 RHAM, следует отметить, что скважина характеризуется наличием водонефтяной эмульсии (ВНЭ) в добываемой продукции. По динамограмме на рис. 6 видно, что нагрузки доходили до 6,0 т при ходе колонны штанг вверх, при ходе вниз наблюдался эффект зависания колонны. После внедрения СШН - КВК работа скважинной установки нормализовалась, нагрузки на колонну штанг снизились до 4,3 т при ходе вверх (рис. 7).

На динамограмме (рис. 8) от 30.08.20 г., снятой по истечении 120 суток работы СШН-КВК, вновь проявляется наличие ВНЭ, нагрузки на колонну штанг выросли до 6,2 т. До проведения ремонта скважины 14.09.2021 г. СШН-КВК отработал 372 суток со средним дебитом по жидкости 10,7 м³ из них 3,1 т нефти. Коэффициент наполнения насоса $K_{нап}$ составлял 0,91, коэффициент подачи $K_{под}$ составлял 0,56.

Итоги

Проведенные исследования и промышленные испытания показали, что выполнение всасывающего клапанного узла штангового насоса с запорным элементом, в форме удлиненной капли со смещенным вниз центром тяжести и увеличенным весом, позволяет обеспечить надежное срабатывание при посадке запорного элемента на седло, уменьшить

вероятность его зависания, залипания и запаздывания закрытия в вязких и высоковязких нефтях.

Основными преимуществами каплевидных всасывающих клапанов КВК являются:

- конструкция каплевидного запорного элемента за счет своей формы имеет ~ в 9 раз меньшее гидродинамическое сопротивление в потоке обтекающей его жидкости по сравнению со стандартным шариковым клапаном V11-225;
- конструкция каплевидного запорного элемента в совокупности с увеличенным весом, предотвращает его «залипание» в верхней точке;
- увеличенный вес, вытянутая каплевидная форма и четыре направляющих ребра на клапанной клетке обеспечивают стабилизацию запорного элемента в потоке жидкости, минимальное отклонение от оси седла, надежную посадку запорного элемента на седло и его работу в целом.

Выводы

1. В период проведения НИОКР разработана конструкция каплевидного всасывающего клапана, который доказал свою работоспособность во время проведения ОПИ на скважинах АО «Шешмаойл». Внедрение 25 единиц клапанов произведено на 11 скважинах.
2. Из 11 скважин оборудованных СШН-КВК, эффект дополнительной добычи нефти получен на 8 скважинах, что составляет 72,7 %.
3. Общая накопленная добыча нефти на 11 скважинах составила 19 138,0 т, дополнительная добыча нефти составила 5 953,6 т.
4. В ходе проведения НИОКР по теме: «Разработка каплевидного клапана для насосов ШГН», была решена задача обеспечения своевременной и надежной посадки клапана на седло в вязких и высоковязких средах, без применения каких-либо дополнительных устройств.
5. Наибольшая продолжительность работы СШН-КВК составила 1 460 суток, с одним ПРС — без замены клапана, при вязкости нефти 1 129–1 196 мПа·с (скв. № 3820).
6. КВК в составе СШН, предназначены для работы в нефтесодержащих жидкостях с повышенной вязкостью (до 1 200 мПа·с) и с высоким содержанием мех. примесей (до 2,5 г/л). В процессе ОПИ, клапан КВК доказал свою работоспособность в скважине с вязкостью нефти до 1 129–1 196 мПа·с.

Литература

1. Ивановский В.Н., Долов Т.Р. Исследование эффективности работы клапанных узлов скважинных штанговых насосных установок // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2014. № 2. С. 29–33.
2. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. Ч. 1. 768 с.
3. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A., Aliev M.M. Improving the operation efficiency of deviated wells with high oil viscosity values and abnormally low reservoir pressures. SPE Annual Caspian Technical Conference, Nur-Sultan,

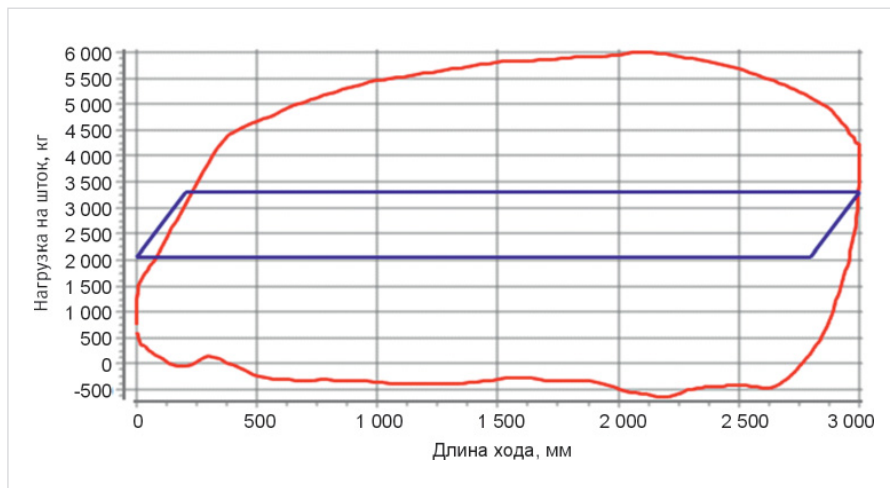


Рис. 6. До внедрения СШН-КВК (от 05.03.2019 г.)

Fig. 6. Before implementation of SRP-KVK (March 05, 2019)

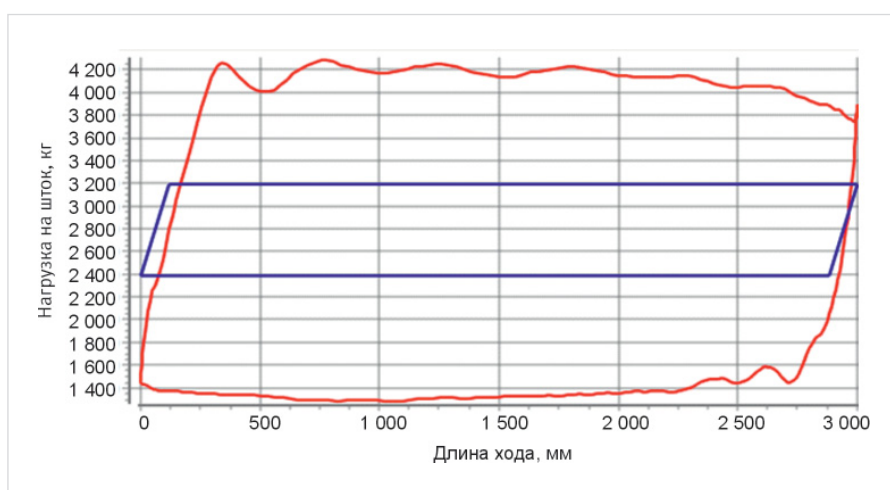


Рис. 7. После внедрения СШН-КВК (от 14.04.2020 г.)

Fig. 7. After implementation of SRP-KVK (April 04, 2020)

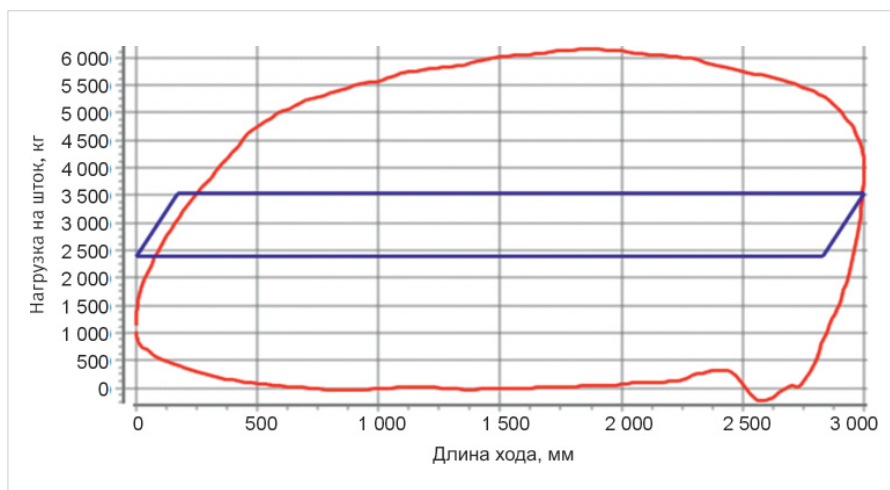


Рис. 8. После внедрения СШН-КВК (от 30.08.2020 г.)

Fig. 8. After implementation of SRP-KVK (August 30, 2020)

4. Лисин А.А., Кочубей М. В., Ахунов Р.М., Цинк А.А., Тахаутдинов Р.Ш. Патент РФ на изобретение № 2783311. Клапанный узел штангового насоса. Заявитель и патентообладатель ООО НПО «Инновация», Kazakhstan, November 2022, SPE-212134-MS. (In Eng).

5. Долов Т.Р. Исследование работы клапанных узлов скважинных штанговых насосных установок: автореферат дис. ... канд. техн. наук. Москва, 2017. 24 с.

Results

The conducted studies and field trials have shown that designing the suction valve assembly of a sucker-rod pump with a shut-off element in the shape of an elongated droplet with a downward-offset center of gravity and increased weight ensures reliable operation when fitting the shut-off element onto the valve seat, reduces the likelihood of its free floating ("hanging"), sticking, and delayed closure in viscous and highly viscous oils.

The main benefits of the droplet-shaped suction valves (KVK) are as follows:

- due to its shape, the droplet-shaped shut-off element is approximately 9 times less resistant in terms of hydrodynamics to the flow of the surrounding fluid compared to the standard ball valve V11-225;
- the design of the droplet-shaped shut-off element combined with its increased weight prevents it from sticking at the upper point;
- the increased weight, elongated droplet-shaped profile, and four guides on the valve cage ensure stabilization of the shut-off element in the fluid flow, minimal deviation from the seat axis, reliable fitting of the shut-off element onto the seat, and its overall reliable operation.

References

1. Ivanovskiy V.N., Dolov T.R. Studying of operational efficiency of valve assemblies of downhole sucker-rod pumping units. Equipment and technologies for the oil and gas complex, 2014, issue 2, P. 29–33. (In Russ).
2. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A. et al. Equipment for Oil and Gas Production: in 2 parts. Moscow: Publishing House "Oil and Gas" of Gubkin

Russian State University of Oil and Gas, 2003, 768 p. (In Russ).

3. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A., Aliev M.M. Improving the operation efficiency of deviated wells with high oil viscosity values and abnormally low reservoir pressures. SPE Annual Caspian Technical Conference, Nur-Sultan, Kazakhstan, November 2022, SPE-212134-MS. (In Eng).
4. Lisin A.A., Kochubey M.V., Akhunov R.M.,

Tsink A.A., Takhautdinov R.Sh. Russian Patent № 2783311.

- Rod pump valve assembly. Proprietor(s): NPO "Innovatsiya" LLC, Application: № 2022102237, Date of filing: 31.01.2022. (In Russ).
5. Dolov T.R. Study of the Operation of Valve Assemblies of Sucker-Rod Pump Installations: Extended Abstract of Cand. Tech. Sci. Dissertation. Moscow: 2017, 24 p. (In Russ).

Conclusions

1. During the R&D period, a design of the droplet shaped suction valve was developed which proved its operability during pilot field trials at the wells of "Sheshmaoil" JSC. A total of 25 valves were installed on 11 wells.
2. Out of the 11 wells fitted with SRP KVK units, a positive incremental oil effect was achieved in 8 wells, accounting for 72,7%.
3. Total cumulative oil production from the 11 wells amounted to 19,138.0 tons, with incremental production of 5,953,6 tons.
4. R&D work dedicated to developing a droplet shaped valve for SRP pumps successfully addressed the issue of ensuring timely and reliable fitting of the valve onto the valve seat in viscous and highly viscous media without the use of any additional devices.
5. The longest operating period that SRP KVK unit worked successfully at an oil viscosity of 1,129–1,196 mPa·s was 1,460 days. One workover operation was performed during this period without replacing the valve (the well № 3820).
6. The droplet-shaped suction valve (KVK) as part of a sucker-rod pump (SRP) is designed for operation in oil-containing fluids with high viscosity (up to 1200 mPa·s) and a high content of mechanical impurities (up to 2,5 g/L). During pilot field trials the KVK valve proved its operability in a well with oil viscosity of 1 129–1 196 mPa·s (well № 3820).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лисин Андрей Александрович, ведущий инженер-конструктор конструкторской группы ОИиЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Цинк Александр Александрович, ведущий инженер-конструктор конструкторской группы ОИиЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., главный специалист по инновационной деятельности, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Исрафилов Даниль Хамзович, главный конструктор конструкторской группы ОИиЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Ломовцев Максим Николаевич, начальник отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Аюпов Рамис Равилевич, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Артём Игоревич Ярош, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Lisin Andrey Aleksandrovich, lead design engineer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almeteyevsk, Russia

Tsink Aleksandr Aleksandrovich, lead design engineer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almeteyevsk, Russia

Isaev Anatoliy Andreevich, candidate of engineering sciences, chief specialist for innovations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almeteyevsk, Russia
For correspondence: isaeff-oil@yandex.ru

Israfilov Danil Khamzovich, chief designer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almeteyevsk, Russia

Lomovtsev Maxim Nikolaevich, head of department for innovations and examination, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almeteyevsk, Russia

Ayupov Ramis Ravilevich, lead engineer of the department for innovations and examinations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almeteyevsk, Russia

Yarosh Artyom Igorevich, postgraduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia