

Снижение влияния свободного газа на работу насосного оборудования

С.Б. Колесова

к.э.н., доцент кафедры РЭНГМ, директор
sbk@udsu.ru

А.М. Насыров

к.т.н., профессор кафедры РЭНГМ
amdakh-nasyrov@rambler.ru

М.Б. Полозов

к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ
michael999@inbox.ru

Институт нефти и газа им. Гучериева М.С. ФГБОУ
ВО «Удмуртский государственный университет»,
Ижевск, Россия

В современных условиях среди вновь вводимых месторождений увеличивается доля низкопродуктивных залежей нефти с малопроницаемыми коллекторами. Такие залежи, как правило, эксплуатируются с низкими забойными давлениями в скважинах и ухудшенными показателями работы насосного оборудования из-за влияния свободного газа. Снижение отрицательного влияния свободного газа на работу насоса достигается различными способами в каждом конкретном случае. Одним из оптимальных способов является применение хвостовиков с удлиненными приемными фильтрами. В работе излагается ряд других технологических и технических приемов снижения вредного влияния свободного газа на работу насосного оборудования.

Материалы и методы

На основе анализа практического материала, инженерных расчетов технологического процесса и свойств материалов оборудования.

Ключевые слова

свободный газ, насосное оборудование, низкое забойное давление, низкий коэффициент подачи насоса, хвостовик с удлиненным приемным фильтром

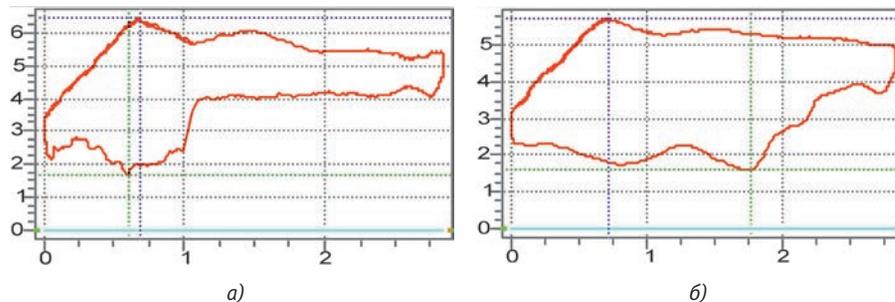


Рис. 1 — Динамограмма работы насоса (скв. 4133) с влиянием свободного газа
а) с прорывом газа из затрубного пространства на прием насоса;
б) после установки хвостовика на прием насоса

Fig. 1 — Dynamogram of the pump operation (well No. 4133) with the effect of free gas
а) with the breakthrough of gas from the annulus to the pump;
б) after installing the shank to receive the pump

Для современного периода развития нефтесборывающей промышленности характерна устойчивая тенденция снижения добычи нефти на старых месторождениях, ухудшение структуры извлекаемых запасов, рост запасов трудноизвлекаемой нефти, увеличение количества низкопродуктивных залежей с осложненными геолого-физическими условиями, повышение доли низкопроницаемых коллекторов. Последние, как правило, эксплуатируются с низкими забойными давлениями и низкими коэффициентами подачи насосов из-за отрицательного влияния свободного газа (рис. 1а). Влияние газа в

откачиваемой жидкости учитывается коэффициентом наполнения цилиндра насоса. Он равен отношению объема жидкости, поступившей в насос, ко всему объему цилиндра.

В ряде случаев затрубный газ вытесняет динамический уровень к приему насоса и прорывается на прием насоса, срывая подачу. Такой процесс приводит не только к уменьшению добычи нефти, но и к снижению межремонтного периода из-за возможного заклинивания плунжера в цилиндре и другим причинам.

Для снижения вредного влияния свободного газа на работу скважинного штангового насоса применяются следующие способы:

- 1) увеличение погружения насоса под динамический уровень, что снижает количество свободного газа на приеме насоса;
- 2) уменьшение «мертвого» пространства под плунжером до приемного клапана [1, 2];
- 3) применение насосов специальной конструкции;
- 4) увеличение длины хода плунжера; при этом снижается доля объема мертвого пространства в объеме, описываемом плунжером;
- 5) увеличение коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса с использованием различных устройств;
- 6) откачка затрубного газа с помощью поршневого компрессора с приводом от станка-качалки.

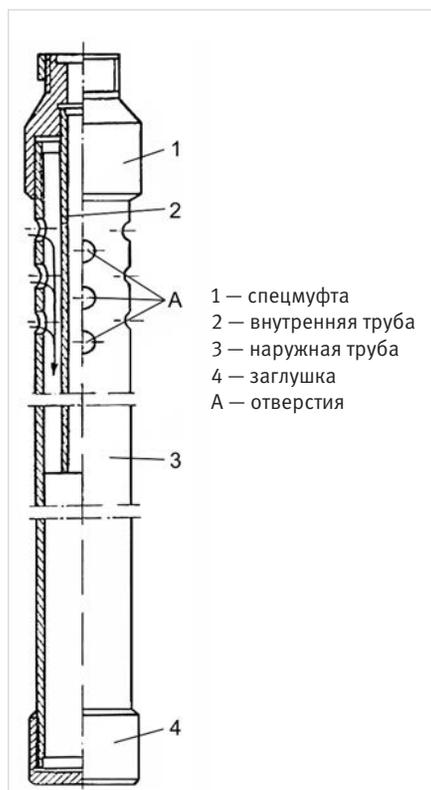


Рис. 2 — Схема газового сепаратора на приеме глубинного насоса
Fig. 2 — Scheme of the gas separator at the intake of the deep pump

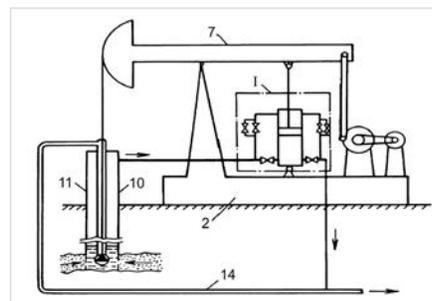


Рис. 3 — Принципиальная схема откачки затрубного газа поршневым компрессором с приводом от станка-качалки
Fig. 3 — Schematic diagram of pumping annulus gas with a piston compressor driven by a rocking machine

РАЗДЕЛ I. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

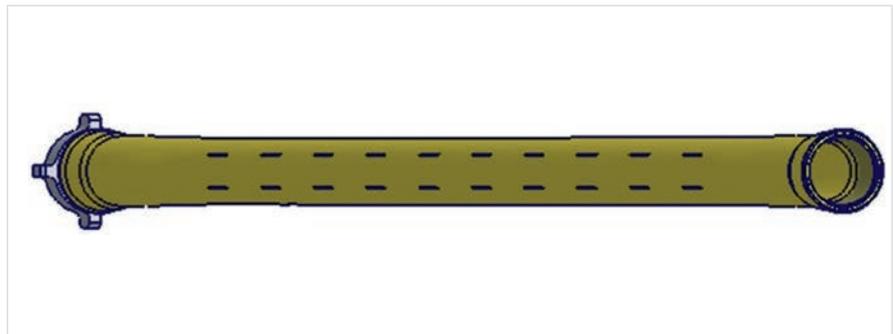
1.7 СКВАЖИННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

1.7.1. ФИЛЬТРЫ ЗАЩИТНЫЕ

Фильтры предназначены для установки в нижнюю часть глубинного штангового насоса с целью предотвращения попадания в насос инородных частиц размером более 3 мм.

Фильтр представляет собой трубу с приваренной заглушкой и отверстиями диаметром 3 мм. В верхней части трубы сделана продольная резьба LP (трубопроводная элементная), которая соответствует внутренней резьбе в нижней части насоса.

Параметры/тип	Фильтр 1"	Фильтр 1 1/4"	Фильтр 1 1/2"	Фильтр 2"
Диаметр резьбы LP	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"
Внутренний диаметр, мм	24	42,5	48,5	60,5
Внешний диаметр, мм	24	35	40	50
Длина, мм		210		
Средняя площадь отверстия ΣS , мм ²		720 (152 отв.)		1080 (153 отв.)
Используется с насосами	20-1200НЧ 20-1250НЧ	20-1000НЧ 20-1250НЧ 20-1510НЧ 20-1751НЧ 20-1800НЧ 20-1700НЧ	25-1500НЧ 25-1750НЧ 25-1910НЧ 25-2251НЧ	30-2100НЧ



а)

б)

Рис. 4 — Заводской стандартный и предлагаемый фильтры на приеме ШГН:
а) заводской стандартный фильтр (скан заводского документа), б) предлагаемый фильтр скважинный стеклопластиковый, щелевой диаметр — 73 мм, длина — 2 м

Fig. 4 — Factory standard and proposed filters for receiving sucker-rod pump (SRP):
а) factory standard filter (factory document scan), б) proposed fiberglass borehole filter, slotted diameter — 73 mm, length — 2 m

Наиболее широкое распространение получил газовый сепаратор [1], состоящий из наружной трубы с перфорированной в верхней части отверстиями, через которые нефть поступает во внутреннюю трубку, открытую в нижней части, и далее к приему насоса. Иногда газовый сепаратор (рис. 2) одновременно используется против мехпримесей, поэтому устройство называется «газопесочный якорь».

Газовый сепаратор на приеме насоса значительно снижает объем свободного газа, попадающего в насос, однако не освобождает от свободного газа при вытеснении динамического уровня до приема насоса. Очевидно также, что указанный сепаратор эффективен при небольших дебитах скважин. Кроме того, сепаратор подвержен вторичным осложнениям в виде солевых, солепарафиновых отложений.

Устьевого компрессор с приводом от станка-качалки (рис. 3) не оправдывает себя из-за малой производительности и непрактичности.

В практических условиях оправдал себя спуск хвостовиков для предупреждения срыва подачи из-за отжатия динамического уровня затрубным газом. Причем длина хвостовика (Нхв) зависит от возможной высоты оттеснения затрубной жидкости и определяется по формуле:

$$H_{хв} = P_{вык} / \rho g - H_{пог} \text{ (м)},$$

где $P_{вык}$ — выкидное давление, Па, ρ — плотность затрубной нефти, кг/м³, $H_{пог}$ — глубина погружения насоса под динамический уровень при отсутствии избыточного давления затрубного газа, м, g — ускорения свободного падения, м/с².

К примеру, если выкидное давление 2МПа, плотность нефти в затрубном пространстве 860 кг/м³, глубина погружения насоса 100 м, то хвостовик должен иметь длину 132 м.

Однако, при длине стального хвостовика более 50 метров высока вероятность деформации цилиндра и заклинивания плунжера насоса [3]. Поэтому хвостовик спускают из труб меньшего диаметра или из стеклопластиковых труб.

При этом надо обратить внимание на конструкцию приемного фильтра. Для снижения вредного влияния свободного газа на работу штангового глубинного насоса (далее

— ШГН) важную роль играет также конструкция фильтра на приеме насоса. На рис. 4а показан стандартный заводской фильтр из стального патрубка, длина которого 21 см. Приемный фильтр ШГН, как правило, находится в водной среде, поэтому он быстро подвергается коррозии, отложениям солей и АСПО [4]. Малая длина фильтра не способствует качественной сепарации свободного газа. Поэтому авторы предлагают применять стеклопластиковые фильтры длиной не менее двух метров (рис. 4б), что способствует значительно снижению количества свободного

газа и мехпримесей, попадающих на прием насоса. Это происходит из-за увеличения относительной скорости движения газа по двум причинам.

Первая. За счет снижения скорости восходящего потока жидкости в эксплуатационной колонне. Подъем газожидкостных смесей можно представить, как движение жидкости со скоростью $V_{ж}$ и газа со скоростью $V_{г}$ [2]. Относительную скорость движения газа V_0 получаем как разницу скоростей: $V_0 = V_{г} - V_{ж}$. Поскольку длина стеклопластикового фильтра в десять и более раз длиннее

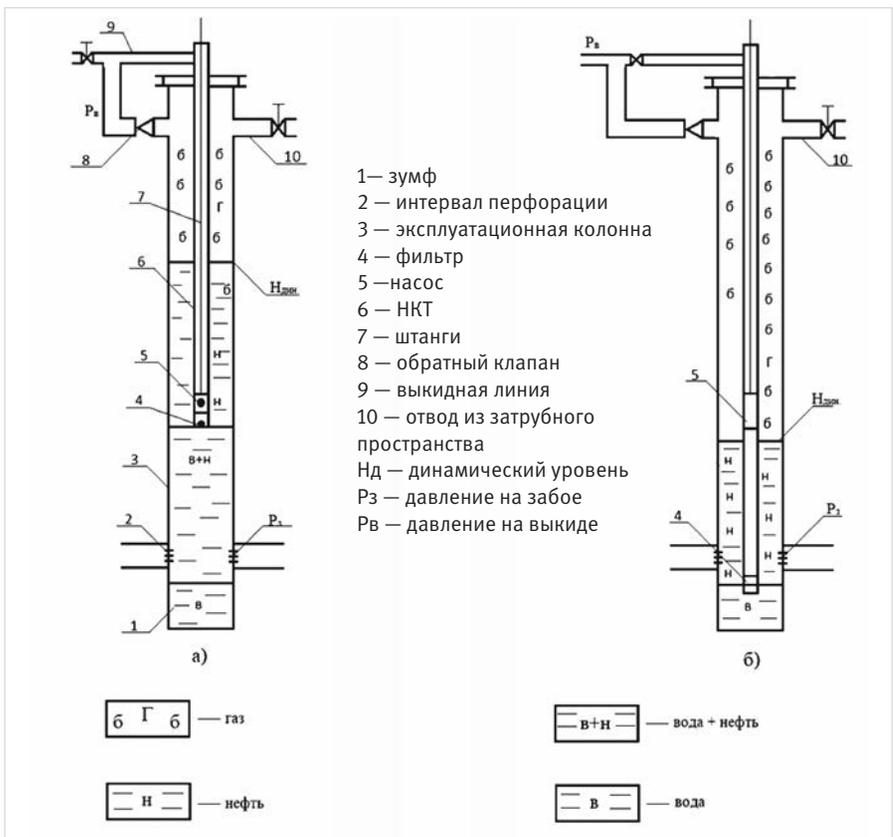


Рис. 5 — Схема расположения флюидов в скважине:
а) работа ШГН без хвостовика до оттеснения газом затрубной нефти.
б) работа ШГН с хвостовиком, спущенным до нижних отверстий интервала перфорации. Затрубный газ не попадает на прием насоса. Интервал перфорации в нефтяной среде
Fig. 5 — Arrangement of fluids in the well:
а) the operation of the SRP without a shank before the gas is ejected by the annular oil.
б) the operation of the SRP with a shank run down to the lower holes of the perforation interval. The annulus gas does not enter the pump. Perforation interval in oil environment

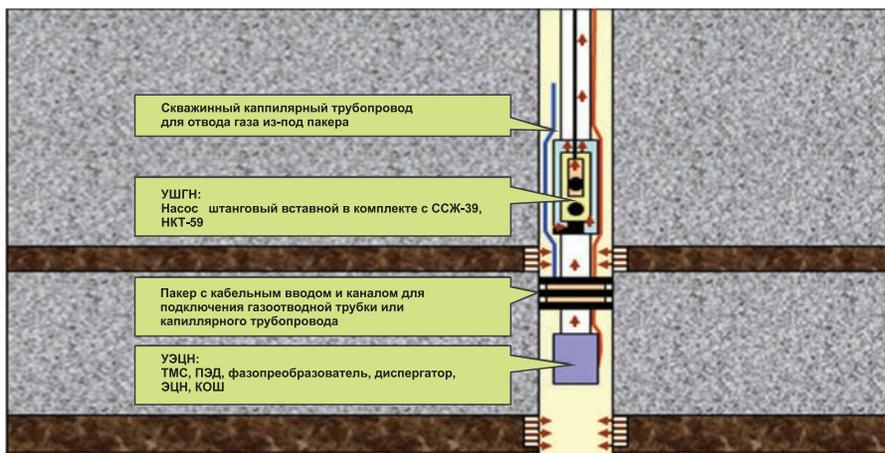


Рис. 6 — Схема отвода свободного газа из-под пакера
Fig. 6 — Scheme of free gas escape from under the packer

заводского, то и скорость движения жидкости по затрубью в интервале фильтра ниже на такую же величину, а V_0 соответственно больше.

Вторая причина заключается в том, что на пузырек газа действует архимедова сила, величина которой равна весу жидкости, вытесненной этим телом. Относительная скорость движения пузырька является функцией не только архимедовой силы, но и силы сопротивления жидкости, препятствующей движению пузырька газа. Сила сопротивления зависит от размера газового пузырька, вязкости жидкости, физических свойств поверхности раздела [5].

Скорость движения малого газового пузырька определяется согласно формуле Стокса:

$$V_0 = \frac{2}{9} g R^2 \frac{(\rho_{ж} - \rho_{г})}{\mu},$$

где R — радиус пузырька, μ — динамическая вязкость жидкости, $\rho_{ж}$ и $\rho_{г}$ — плотности жидкости и газа.

В данном случае, в интервале фильтра в скважине пластовая вода с плотностью $\rho_{ж}$, а вязкость жидкости приближается к вязкости воды, поэтому V_0 тоже имеет максимальное значение.

Таким образом, длина фильтра в данном случае способствует лучшей сепарации газа в затрубное пространство и служит как альтернатива газопесочным якорям.

При небольших глубинах скважин, если от насоса до интервала перфорации скважины расстояние составляет не более 200–300 м, предлагается спустить хвостовик из стеклопластиковых труб до нижних отверстий перфорации (рис. 5б). Стеклопластиковые трубы

в четыре раза легче стальных, поэтому насос не деформируют, кроме того затрубное пространство ниже насоса, включая интервал перфорации, будет находиться в нефтяной среде, что дополнительно снижает забойное давление и гидрофобизирует призабойную зону пласта. При этом ШГН работает с хорошим заполнением (рис. 1б)

Проблемой является накопление свободного газа в подпакерной зоне при одновременно-раздельной добыче нефти из двух объектов. Если нижний насос интенсивно отбирает жидкость и снижает забойное давление значительно ниже давления насыщения, то под пакером накапливается свободный газ, который со временем прорывается на прием насоса, срывая подачу. Чтобы этого не происходило, в ряде случаев устанавливают газоотводную трубку, как показано на рис. 6.

Однако малый диаметр газоотводной трубки не обеспечивает полный отвод свободного газа, и поставленная цель достигается не всегда. Поэтому одним из вариантов является установка обратного клапана на пакере, а сам пакер устанавливают как можно ближе к верхнему насосу. При понижении динамического уровня верхним насосом газ из-под пакера прорывается через обратный клапан в верхний интервал скважины и далее в выкидную линию [6].

Технологическим методом решения этого вопроса является подбор производительности нижнего насоса таким образом, чтобы забойное давление второго объекта было ненамного ниже давления насыщения, чтобы весь выделенный газ мог удаляться насосом. Чаще всего это достигается применением станций управления с частотным регулированием или комплектацией УЭЦН вентильным двигателем.

В целом все известные методы и способы борьбы с вредным влиянием газа могут быть разделены на две группы:

1. Методы, применяемые для предотвращения попадания свободного газа в насос (отделение газа от жидкости на приеме насоса или ниже его).
2. Методы, применяемые для снижения вредного влияния попавшего в насос свободного газа.

В настоящее время для эффективной эксплуатации скважин, продукция которых содержит значительное количество свободного газа, имеется достаточно много технических и технологических приемов, применяемых в практике эксплуатации нефтяных месторождений. Однако подбор и использование того или другого метода производится не только для конкретного месторождения, но и для конкретной скважины с учетом всех факторов, влияющих на работу насосного оборудования.

Выводы

1. Наиболее рациональным способом защиты насосов от прорыва накопленного затрубного газа является использование хвостовиков.
2. Применение удлиненных фильтров на приеме насоса способствует улучшению сепарации газа и удалению его в затрубное пространство.
3. Подбор и применение методов снижения вредного влияния газа на работу насосного оборудования производятся для каждой конкретной скважины индивидуально.

Литература

1. Гиматулинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М: Недра, 1974. 704 с.
2. Гумеров Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации штанговых скважинных насосов при добыче газированных нефтей. Уфа, 1996. 118 с.
3. Насыров В.А., Насыров А.М. Совершенствование эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях. Ижевск, Парацельс, 2011. 203 с.
4. Документы промысловых испытаний НСН, НСВ в освоении скважин и очистки призабойных зон. НГДУ «Уфанефть». 2001–2003.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти и газа. Москва, РГТУ им. Губкина, 2003. 816 с.
6. Насыров А.М., Борхович С.Ю. Устранение осложнений при нетрадиционных способах добычи нефти // Нефть. Газ. Новации. 2017. №7. С. 42–45.

Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment

UDC 622.276

Authors:

Svetlana B. Kolesova — Ph.D., associate professor, director; sbk@udsu.ru
Amdakh M. Nasyrov — Ph.D., professor; amdakh-nasyrov@rambler.ru
Mikhail B. Polozov — Ph.D., associate professor; michael999@inbox.ru

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

In modern conditions, the share of low-yield oil deposits with low-permeability reservoirs increases among the newly introduced fields. Such deposits, as a rule, are exploited with low bottomhole pressures in wells and worsened performance of pumping equipment due to the influence of free gas. Reduction of the negative effect of free gas on the pump is achieved in various ways in each case. One of the optimal methods is the use of shanks with elongated intake filters. The paper describes a number

of other technological and technical methods for reducing the harmful effect of free gas on the operation of pumping equipment.

Materials and methods

Experimental material analysis, engineering calculation of the process and equipment material properties

Keywords

free gas, pumping equipment, low bottomhole pressure, low pump feed rate,

shank with an extended intake filter

Results

1. The most rational way to protect pumps from the breakthrough of accumulated annulus gas is the use of shanks.
2. The use of elongated filters at the pump intake contributes to the improvement of gas separation and removal into the annulus.
3. The selection and application of methods for reducing the harmful effect of gas on the operation of pumping equipment are produced for each specific well individually.

References

1. Gimatudinov Sh.K. *Spravochnaya kniga po dobyche nefti* [Reference book on oil production]. Moscow, Nedra, 1974, 154 p.
2. Gumerov R.R. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii shtangovykh skvazhinnykh nasosov pri dobyche gazirovannykh neftey* [Increase of efficiency of exploitation of sucker-hole pumps in the extraction of carbonated oils]. Ufa, 1996, 118 p.
3. Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Sovershenstvovanie ekspluatatsii skvazhin, oborudovannykh UETsN, v oslozhnennykh usloviyakh* [Improvement of operation of wells equipped with ESP in complicated conditions]. Izhevsk, Paracelsus, 2010, 203 p.
4. Documents of field trials of NSF, NSW in development of wells and cleaning of bottomhole zones. NGDU Ufanefte. 2001–2003.
5. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti i gaza* [Downhole oil and gas production]. Moscow, Gubkin Russian State University, 2003, 816 p.
6. Nasyrov A.M, Borkhovich S.Yu. *Ustranenie oslozhneniy pri netraditsionnykh sposobakh dobychi nefti* [Elimination of complications in non-traditional ways of oil production]. Neft. Gas. Novacii, 2017, issue 7, pp. 42–45.



ЦЕЛОЕ СОЕДИНЯЕТСЯ
НАДЁЖНО –
НАШИМИ УПЛОТНЕНИЯМИ!

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ИЛЬМА» –
РАЗРАБОТЧИК, ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК
УПЛОТНЕНИЙ ДЛЯ РАЗЪЁМНЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ООО «ИЛЬМА»

197348, Россия, Санкт-Петербург
Коломяжский пр., д. 10, лит. И
Тел./факс: +7 (812) 326-60-18
ilma@ilma-sealing.com
www.ilma-sealing.com



Система менеджмента
ISO 9001:2015
ISO 14001:2015

www.tuv.com
ID 9105052621

