

Снижение негативного влияния газа при одновременно-раздельной добыче нефти: технические решения, проблемы

Габдулов Р.Р., Сливка П.И., Давлетбаев Р.В., Мещеряков А.А.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
gabdulovrr@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

При эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения, выделение свободного газа оказывает негативное влияние на напорно-расходную и энергетические характеристики глубинно-насосного оборудования. Больше всего этому влиянию подвержены насосные установки с насосами, размещенными в подпакерной области. Воздействие газа на работу насоса особо значимо при эксплуатации скважин с нарушением целостности эксплуатационной колонны, одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких пластов одной скважины. Свободный газ в подпакерной зоне является не только причиной дорогостоящих ремонтов оборудования, но и ведет к значительным потерям при добыче нефти. В статье приведены возможные проблемы и технические решения, связанные с отводом газа из подпакерной зоны при ОРЭ пластов.

Материалы и методы

Анализ опытно-промысловых исследований, расчеты расхода газа на приеме насоса при дополнительном отводе газа из подпакерной зоны.

Ключевые слова

Одновременно-раздельная эксплуатация, газовый фактор, повышение эффективности, клапан, струйный насос

Авторы статьи благодарят Литвиненко Константина Владимировича и Хабибуллина Рината Альфредовича за ценные советы по определению критериев применимости технологических решений по отводу газа из подпакерного пространства УЭЦН.

Для цитирования

Габдулов Р.Р., Сливка П.И., Давлетбаев Р.В., Мещеряков А.А. Снижение негативного влияния газа при одновременно-раздельной добыче нефти: технические решения, проблемы // Экспозиция Нефть Газ. 2024. №8. С. 101–107. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-101-107

Поступила в редакцию: 15.11.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.56 | Original Paper

Reducing the negative impact of gas by dual completion oil production: technical solutions, problem

Gabdulov R.R., Slivka P.I., Davletbaev R.V., Meshcheryakov A.A.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
gabdulov@bnipi.rosneft.ru

Abstract

When operating wells with bottom-hole pressure below the saturation pressure, the released free gas has a negative impact on the pressure-flow and energy characteristics of the deep-pumping equipment. Pumping units with pumps located in the sub-packer area are most affected by this effect. The effect of gas on the pump operation is especially significant when wells are operated with a violation of the integrity of the production column, at the same time dual completion oil production from several layers. Free gas in the sub-packer zone is not only the cause of expensive equipment repairs, but also leads to significant losses in oil production. The article presents possible problems and technical solutions related to the removal of gas from the sub-packer zone by dual completion operation of reservoirs.

Materials and methods

Analysis of pilot field studies, calculations of gas consumption at the pump intake with additional gas removal from the sub-packer zone.

Keywords

dual completion, gas factor, efficiency improvement, valve, jet pump

For citation

Gabdulov R.R., Slivka P.I., Davletbaev R.V., Meshcheryakov A.A. Reducing the negative impact of gas by dual completion oil production: technical solutions, problem. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 101–107. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-101-107

Received: 15.11.2024

Современное состояние большинства нефтяных месторождений характеризуется устойчивой тенденцией снижения добычи, ухудшением структуры извлекаемых запасов, увеличением доли низкопроницаемых коллекторов. Как правило, такие залежи эксплуатируются с низкими забойными давлениями. В добывающих скважинах забойное давление является одним из важных технологических параметров, от которого зависят условия работы глубинно-насосного оборудования. Особенно это касается эксплуатации скважин с нарушением целостности колонны вследствие невозможности ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ремонтно-изоляционные работы, спуск дополнительной колонны, двухпакерная компоновка, погружные насосы под пакером и т.д.), а также установок для одновременно-раздельной добычи (ОРД) нефти, в которых эксплуатируются два и более насосов, разобщенные пакером. К последним можно отнести установки ОРД с использованием электроцентробежного (УЭЦН) или электровинтового (УЭВН) и штангового насосов (УСШН), установки ОРД с двухсторонними системами УЭЦН, дуальные системы УЭЦН и др.

Высокое содержание свободного газа на приеме существенно ухудшает рабочие характеристики УЭЦН, увеличивает риски преждевременного отказа глубинно-насосного оборудования вследствие перегрева пакетов ротора, пробоя обмотки статора, кабельной линии, деформации и старения изоляции из-за перегрева, износа рабочих органов в результате сухого трения, и, как следствие, снижает эффективность работы установки ОРД в целом. Проблема влияния газа может быть решена за счет использования технических устройств, позволяющих отвести накопившийся газ из подпакерного пространства в лифт насосно-компрессорных труб (НКТ) или надпакерное пространство, а также использования специального оборудования (термостойких двигателей и кабельных удлинителей, специальных насосных ступеней, способных прокачивать газожидкостные смеси), применения предвключенных устройств (диспергаторов, мультифазных насосов).

Рассмотрим возможные варианты снижения негативного влияния газа в подпакерной зоне на работу глубинно-насосного оборудования в установках для ОРД. В каких-то случаях они подтвердили свою эффективность, в других же получены неоднозначные результаты, требующие доработки технологии или же комбинирования возможных способов борьбы с влиянием газа.

Применение термостойких двигателей, кабельных удлинителей, а также предвключенных устройств существенно удорожает стоимость установки и не всегда позволяет решить проблему влияния газа. Согласно проведенным исследованиям, применение мультифазных насосов в АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» позволило повысить эффективность работы насосной установки при добыче нефти на осложненном фоне скважин с газовым фактором более 200 м³/т [1]. При эксплуатации установок ОРД, где один из насосов размещен

под пакером, применение таких устройств не всегда достаточно, поскольку выделившийся из нефти газ поступает как на прием насоса, так и в подпакерное пространство. Как пример, использование мультифазного насоса в составе установки ОРД с двухсторонними системами УЭЦН на Каменном месторождении АО «РН-Няганьнефтегаз» в 2022 г. не обеспечило достижение ожидаемого результата (рис. 1). В связи с геологическими особенностями объектов разработки (большая удаленность пластов) насосная установка была спущена между интервалами перфорации. Для обеспечения охлаждения погружного электродвигателя

был использован кожух с открытой нижней частью («кожух-колокол»). На этапе освоения нижнего пласта установкой ЭЦН был получен приток жидкости 33 м³/сут с обводненностью 90 % и дебит газа 3 500–4 800 м³/сут. С момента вывода скважины на режим по нижнему пласту наблюдались скачки

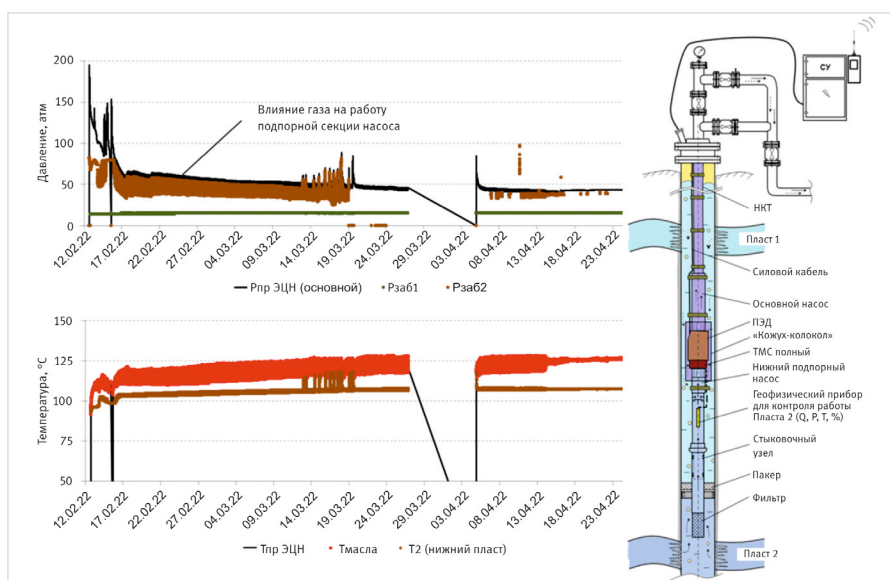


Рис. 1. Влияние газа на работу установки ОРД с двухсторонними системами УЭЦН
Fig. 1. The effect of gas on the operation of the dual completion with two-way ESP systems

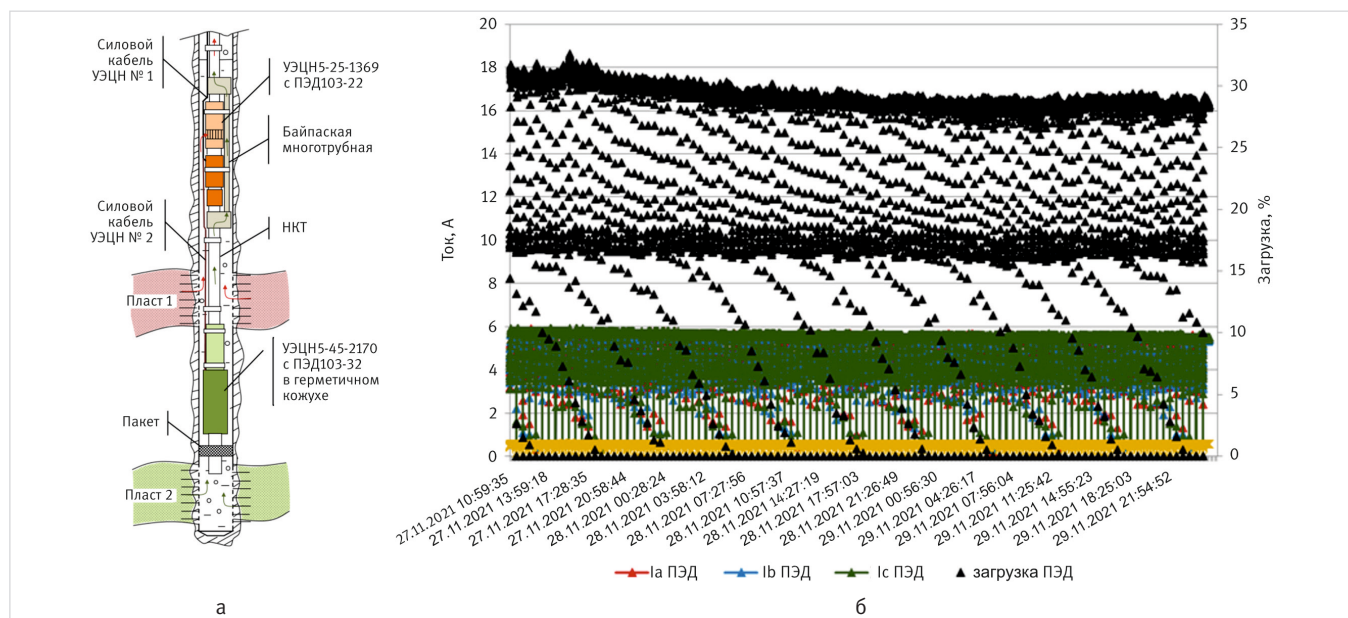


Рис. 2. Влияние газа на работу установки ОРД с дуальной системой УЭЦН: а — схема установки; б — выгрузка со СУ УЭЦН5-45-2150
Fig. 2. The effect of gas on the operation of the dual completion ESP: а — installation configuration; б — unloading from the control station ESP5-45-2150

давления вследствие высокого содержания свободного газа на приеме насоса из-за многократного превышения ожидаемого значения газового фактора ($200 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Влияние газа косвенно подтверждается тепловым режимом ПЭД, частыми остановками установки. В результате при наработке 155 сут было принято решение по извлечению установки ОРД.

Аналогичные результаты были получены при опытно-промысловых испытаниях (ОПИ) дуальной системой УЭЦН на Каменном месторождении. Установка представляла собой однолифтовую дуальную систему УЭЦН, где нижний мультифазный насос размещен между интервалами перфорации пластов в герметичном кожухе (рис. 2). Жидкость с нижнего пласта через внутренний канал пакера поступает в кожух нижнего УЭЦН, далее через трубки многотрубного байпаса, минуя верхний УЭЦН, поступает в колонну НКТ. Нижний УЭЦН был остановлен при выводе скважины на режим по причине отсутствия подачи в связи с высоким содержанием газа на приеме насоса. Изменения геологических условий показали необходимость доработки технологии в части отвода газа из подпакерного пространства для стабильной работы нижнего насоса в условиях высокого газового фактора.

Установки для ОРД с использованием ЭЦН-СШН, где нижний пласт эксплуатируется ЭЦН, также подвержены влиянию газа в подпакерной зоне. На рисунке 3 приведены отказы установок ОРД ЭЦН-СШН в ООО «Башнефть-Добыча» по влиянию осложняющих факторов.

Для решения отвода газа из подпакерного пространства испытано множество технических решений:

- отвод газа по капиллярному армированному трубопроводу;
- использование струйного насоса для эжекции газа;
- отвод газа по обводному каналу;
- использование перепускных клапанов.

Однако результаты внедрения данных решений оказались неоднозначными: в одних случаях их внедрение позволило повысить эффективность работы насосной установки, в других — не позволило снизить влияние газа на работу насоса в подпакерной зоне.

К примеру, использование капиллярной трубки для отвода газа успешно зарекомендовало себя на скважинах Пермьковского месторождения ПАО «Варьганнефтегаз» с нарушением целостности эксплуатационной колонны [2]. В качестве капиллярной трубки использовался скважинный капиллярный

полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 с наружным $16 \pm 1,0$ мм и внутренним $7 \pm 1,0$ мм диаметрами. Трубопровод выполнен цельнотянутым, без стыков и сростков на протяжении всей длины. Особенностью такой капиллярной трубки является восстановление пропускного канала после снятия радиальной нагрузки (пережатия) без потерь основных характеристик. При этом были использованы два варианта: отвод газа из-под пакера на устье и далее в буферную линию; отвод газа в лифт НКТ через вводную муфту, расположенную ниже устья скважины. Обязательным наличием в обвязке устройства ввода игольчатого вентиля Ду-5, Ру-250. Один — для замены манометра без остановки скважины, второй — для регулирования и перекрытия линии отвода газа. Для предотвращения попадания жидкости капиллярный трубопровод оснащен обратным клапаном.

Капиллярная трубка позволяет контролировать процесс отвода газа во времени по манометру. Приемный модуль капиллярной трубки имеет целевой фильтр, позволяющий снизить риски попадания всякого рода загрязнений. В случае засорения капиллярной трубки существует возможность продуть ее азотом со стороны устья или промыть метанолом при отложении гидратов. Современные капиллярные трубки с проходным каналом 7–10 мм позволяют отводить объемы газа до $600 \text{ м}^3/\text{сут}$. При необходимости можно спустить две капиллярные трубки, что вдвое увеличит объем отводимого газа. Кроме этого, капиллярные трубки могут быть использованы для подачи химических реагентов (ингибиторы, деэмульгатор и т.д.) в подпакерную зону для минимизации риска осложнений.

Решение по отводу газа по капиллярной трубке реализовано в 2017 г. в ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудина на Карсовайском месторождении (рис. 4), особенностями которого являются: наличие газовой шапки по обоим нефтеносным объектам, высокий газовый фактор, просаженное пластовое давление вследствие несформированной системы поддержания пластового давления.

Применение ОРД ЭВН-СШН на Карсовайском месторождении обусловлено необходимостью наращивания добычи нефти, увеличения рентабельности разработки нефтегазового месторождения. Для ОРД в подпакерной зоне приобщается верейско-башкирский объект. При коэффициенте сепарации 0,5, среднем забойном давлении 4,5 МПа и ГФ = $200 \text{ м}^3/\text{т}$ расчетный объем газа на приеме насоса варьируется от 50 до 80 %. При установке пакера данный показатель

становится еще выше, что не позволяет вести добычу известными способами механизированной добычи. Для снижения объема свободного газа на приеме УЭВН было принято решение использовать капиллярные трубки. Данными устройствами были оснащены 18 установок ОРД. Внедрение капиллярных трубок в последующем не нашло широкого применения. Среди основных причин отказа от использования капиллярных трубок можно выделить риски повреждения трубок, снижение пропускной способности вследствие загрязнения каналов.

Благодаря простоте конструкции широкое распространение в нефтегазодобыче получили струйные аппараты. Успешная практика позволила использовать струйные насосы для отвода газа в скважинах с нарушением целостности эксплуатационной колонны взамен клапанной системы, которые оказались не столь эффективными. Получившие название «Тандем», насосные установки с пакером в 2005–2020 гг. были испытаны на месторождениях ПАО «Варьганнефтегаз», АО «Оренбургнефть», ООО «РН-Юганскнефтегаз» и других обществах [3, 7]. По мнению авторов статьи [3], применение струйных насосов для отбора газа оказалось принципиально верным решением, однако недостаточный опыт подбора струйных аппаратов, а также работа в осложненных условиях (отложения асфальтено-смолисто-парафиновых отложений, вынос механических примесей) не позволили достичь высоких результатов. Хотя струйные насосы являются высоконадежными установками, их эффективность снижается в процессе работы. Возникновение отложений в рабочих областях струйного насоса приводит к изменению внутренней геометрии аппарата, что напрямую отражается на рабочих характеристиках установки. По результатам промысловых испытаний струйных насосов были внесены изменения,

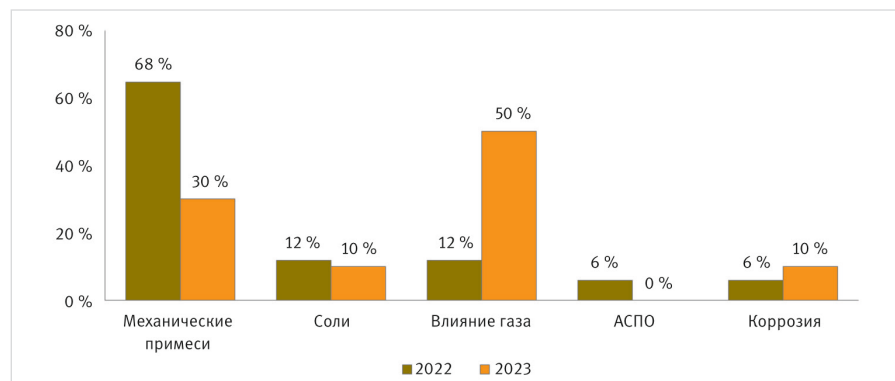


Рис. 3. Доля отказов по причине влияния осложняющих факторов по установкам ОРД ЭЦН-СШН

Fig. 3. The share of failures due to the influence of complicating factors in the installations of the dual completion ESP-USHN

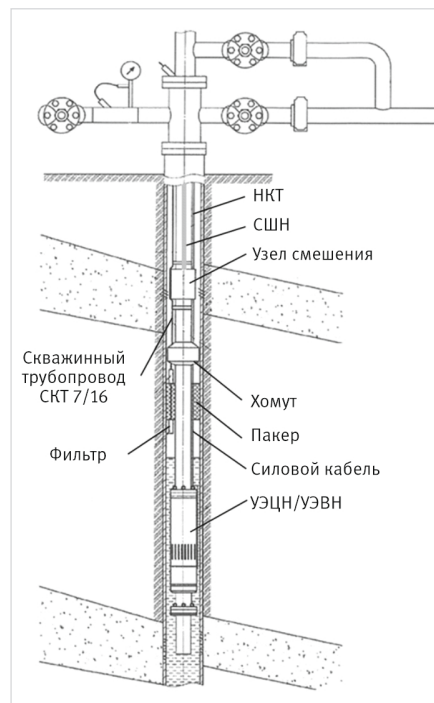


Рис. 4. Схема установки ОРД ЭЦН(ЭВН)-СШН с пакером и капиллярной трубкой для отвода газа

Fig. 4. Installation scheme of the dual completion ESP(PCP)-USHN with a packer and a capillary tube for gas removal

которые позволили упростить конструкцию насоса, увеличить коэффициент эжекции, пересмотрена конструкция пакерных систем, что позволило сделать струйные аппараты извлекаемыми. Доработки, расчеты струйного аппарата, а также испытания велись при участии специалистов РГУ им. Губкина.

Возможность эжекции газа из подпакерной зоны позволила также применить струйные насосы в установках ОРД в тандеме с ЭЦН-СШН. К недостаткам такой системы можно было отнести невозможность осуществления профилактических работ с УЭЦН. Но и в этом случае было найдено техническое решение, позволяющее без извлечения всей установки произвести обратную промывку УЭЦН за счет возможности замены струйного насоса на специальную промывочную вставку [4, 5]. В 2015–2016 гг. ОПИ были проведены на месторождения АО «Самаранефтегаз» и рекомендованы к тиражированию на объектах ПАО «НК «Роснефть». На рисунке 5 приведена схема установки ОРД ЭЦН-СШН и струйного насоса для отвода газа из подпакерной зоны.

Существуют также превентивные меры борьбы с влиянием свободного газа на работу УЭЦН в установках ОРД. В ПАО «НК «Роснефть» разработана методика прогнозирования накопления газа под пакером в установках ОРД ЭЦН-СШН. Методика основана на расчете времени, в течение которого выделившийся из нефти газ под пакером достигнет приема насоса. При корректных исходных данных методика позволяет определить допустимый интервал размещения глубинно-насосного оборудования под пакером, нивелировать влияние газа на работу установки, а также запланировать постановку бригады капитального ремонта скважин для подрыва пакера и стравливания газа, накопившегося в подпакерной зоне.

Другим техническим решением для отвода газа является применение обводного канала через пакерные системы (рис. 6). Такое решение нашло применение на скважинах с нарушением целостности эксплуатационной колонны, но не нашло применение в установках для ОРД.

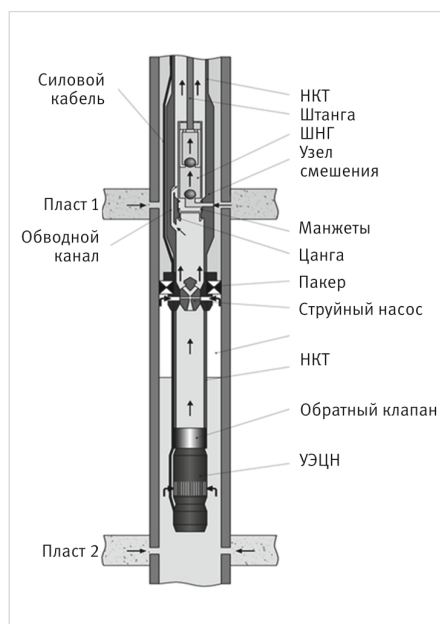


Рис. 5. Схема установки ОРД ЭЦН-СШН со струйным насосом

Fig. 5. Installation scheme of the dual completion ESP-USHN with a jet pump

Для решения проблемы отвода газа из подпакерной зоны в 2019–2022 гг. в АО «Томскнефть» ВНК были проведены ОПИ устройств для сброса газа UGD-73 на 5 скважинах (рис. 7). Испытания были направлены на решение проблем срыва подачи вследствие невозможности запуска УЭЦН по причине наличия в верхних ступенях насоса газа, а также эксплуатации скважин с нарушением негерметичности эксплуатационной колонны.

Устройство для сброса газа UGD-73 [6] обеспечивает перезапуск газа из затрубного пространства в НКТ (из подпакерной зоны), а также из НКТ в затрубное пространство (для

сброса газа, выделяющегося из пластовой жидкости во время остановки УЭЦН, и облегчения повторного запуска).

Особенностью устройства UGD-73 являются:

- нормально открытый клапан, благодаря чему имеет высокую чувствительность срабатывания;
- содержит лабиринт, препятствующий загрязнению клапана при прохождении жидкости через UGD-73 во время работы УЭЦН;
- отсутствие выступающих частей (диаметр соответствует диаметру муфт НКТ, что

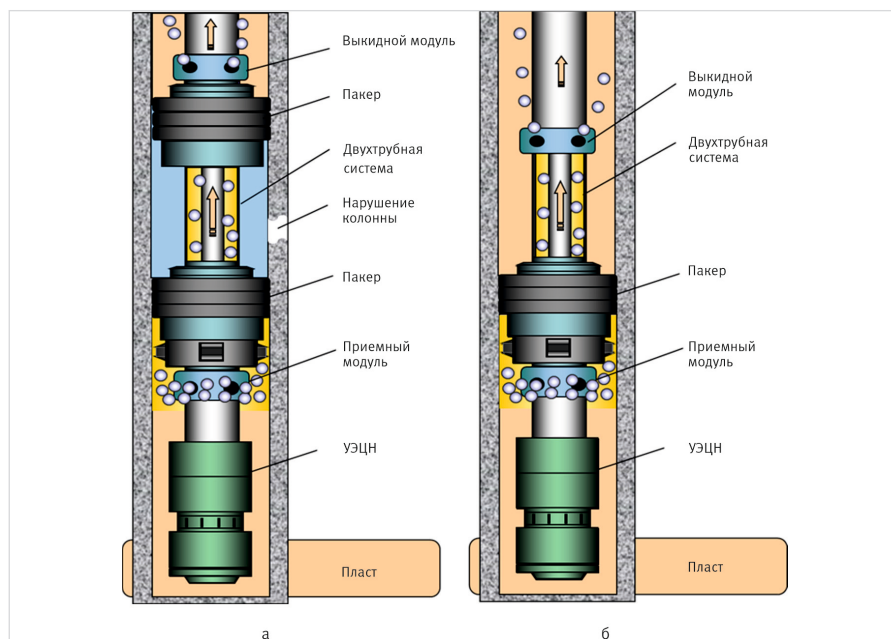


Рис. 6. Схема установки ЭЦН с использованием двухтрубной системы для отвода газа: а — при изоляции нарушения целостности эксплуатационной колонны; б — при ОРД (как вариант технического решения)

Fig. 6. Installation scheme of the ESP using a two-pipe system for gas removal: a – in case of isolation of a violation of the integrity of the production column; b – by dual completion (as an option of a technical solution)



Рис. 7. Устройство для сброса газа UGD-73

Fig. 7. Gas discharge device UGD-73

облегчает спуско-подъемные операции, особенно в искривленных и наклонно-направленных скважинах).

Проведенные ОПИ подтвердили работоспособность UGD-73 при работе с УЭЦН под пакером. До использования устройства скважины характеризовались внутрисуточными остановками по избыточному газу в подпакерном пространстве и затратами времени на дегазацию для проведения ремонта скважины.

Для снижения негативного влияния газа при эксплуатации скважин с негерметичностью эксплуатационной колонны в 2021 г. в АО «Томскнефть» ВНК были проведены ОПИ клапана для отвода газа ГК-108 (рис. 8).

Работа клапана основана на принципе струйного аппарата. Подпружиненные клапана находятся в зоне разряжения и срабатывают по мере повышения давления газа в затрубном пространстве. ОПИ были проведены на 4 скважинах. По результатам ОПИ, технология изоляции негерметичности подтвердила свою работоспособность, газоотводный клапан работает и обеспечивает транспорт газа системы «затруб-НКТ».

В таблице 1 приведены технические характеристики вышеприведенных устройств для отвода газа из подпакерной зоны.

Каждое устройство отвода газа имеет свою область рационального применения. Выбор способа отвода газа зависит преимущественно от геолого-технических условий скважины, конструкции установки ОРД,

режима эксплуатации глубинно-насосного оборудования и рисков возможных осложнений. Для определения границ эффективного использования насосного оборудования, размещенного под пакером, необходимо определить допустимые границы применения планируемых к использованию устройств отвода газа. Для этого необходимо произвести расчеты объема отводимого газа из подпакерного пространства, изменение содержания свободного газа на приеме насоса. В качестве примера рассмотрим испытанные в установках ОРД варианты отвода газа с использованием струйного насоса и капиллярного трубопровода.

В расчете объема газа на приеме насоса использованы результаты и методики, отраженные в работах [7–11]. Поскольку расход газа в капиллярной трубке зависит от создаваемого перепада давления, то в расчет приняты следующие условия: устьевое давление 1 МПа, глубина от устья до предполагаемого места посадки пакера 2 300 м, режим течения газа – кольцевой. Из семейства огибающих характеристик оптимальных режимов работы (рис. 9) для струйного насоса принят целевой объемный коэффициент инжекции $\mu = 0,2$, близкий к кавитационному значению (максимальному КПД).

На рисунке 10 приведены результаты расчетов эффективной области работы УЭЦН под пакером при различных значениях давления на приеме насоса и газожидкостного фактора. Расчеты произведены для условий

пласта П абалакской свиты Каменного нефтегазового месторождения. Области построены по границам предельно-допустимых значений содержания свободного газа β на приеме УЭЦН: без применения предвключенных устройств $\beta \leq 0,25$ (рис. 10а); с применением диспергатора $\beta \leq 0,55$ (рис. 10б); с применением мультифазного насоса (MVP, Poseidon) $\beta \leq 0,75$ (рис. 10в). На рисунках также показаны расширение данных границ за счет применения дополнительных устройств отвода газа, таких как капиллярной трубки СКТ-7/16 и струйного насоса НСИ-25/40.

Применение капиллярной трубки и струйного насоса позволяет отвести газ, выделяемый в подпакерной зоне, увеличить границы применения УЭЦН по содержанию свободного газа β на приеме насоса. Если эффективность работы струйного насоса во многом зависит от коэффициента инжекции и схемы подключения его к технологической системе, то объем отводимого газа по капиллярной трубке в большей части от перепада давления и ее длины. Как видно из рисунка 10, эффективность применения капиллярной трубки возрастает с ростом давления на приеме насоса, но уступает эффективности применения струйного насоса. Красным на рисунке указаны области, где работа насосного оборудования выходит за границы регламентированных значений.

Повышение давления приводит к снижению депрессии на пласт и, следовательно, к снижению дебита скважины. Выбором

Табл. 1. Технические характеристики устройств отвода газа
Tab. 1. Technical characteristics of the gas outlet device

Наименование	Капиллярный трубопровод	Струйный насос	Использование двухтрубной системы	Клапан для отвода газа	
	СКТ-7/16	НСИ-25/40		UGD-73	ГК-108
	ООО «СКТ Групп»	ООО НПФ «Геоник»		ООО «Оклэс Технолоджиз»	ООО «Б&К групп»
Наружный диаметр, мм	16	48		92	108
Производительность, м ³ /сут	–	25–400	500		5–500
Пропускная способность по газу, м ³ /сут	300			1 000	2 000
Проходной канал по газу, мм	7		40	7	24
Перепад давления для открытия клапана, МПа	–	–	–	0,01	0,01*

*в случае остановки насосной установки работает как обратный клапан

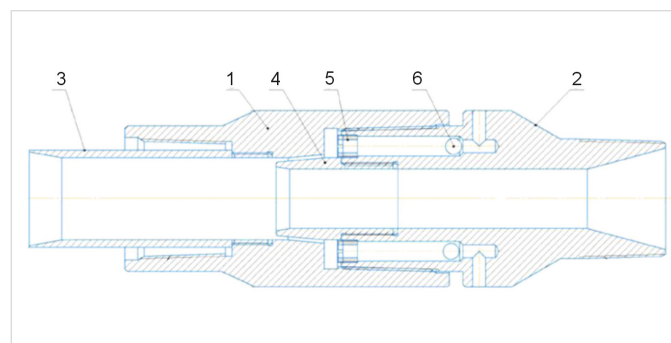


Рис. 8 – Клапан ГК-108: 1, 2 – корпуса клапана; 3 – направляющий патрубок; 4 – сопло для рабочего потока жидкости; 5 – сопло для эжектируемого потока газа; 6 – обратный клапан
Fig. 8. Gas valve GV-108: 1, 2 – enclosures valve; 3 – guide pipe; 4 – nozzle for the working fluid flow; 5 – nozzle for the ejected gas flow; 6 – check valve

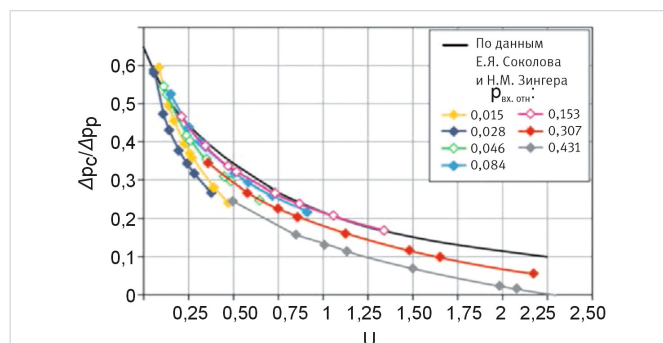


Рис. 9. Характеристики оптимальных режимов работы струйных насосов
Fig. 9. Characteristics of optimal operation modes of jet pumps

технически приемлемого решения является определение оптимального давления на приеме насоса, обеспечивающего его стабильную работу. Критерием оптимальности технического решения является минимизация энергетических затрат на добычу нефти при выполнении регламентированных условий эксплуатации глубинно-насосного оборудования. На рисунке 10 точкой отмечена область эксплуатации насосного оборудования для ОПИ оборудования ОРД на Каменном месторождении, описанные выше по тексту. Эксплуатация нижнего пласта П предполагалась УЭЦН с применением мультифазной секцией насоса, что вписывалось в область допустимых значений (рис. 10в). По факту же после запуска скважины в работу газожидкостной фактор по пласту составил свыше $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что далеко уходит за границы допустимых значений. Испытанные установки ОРД на Каменном месторождении подтвердили свою технологическую эффективность, но установленные критерии эффективности не были достигнуты по геолого-техническим причинам.

Итоги

Предложенная матрица выбора области эксплуатации УЭЦН в условиях наличия свободного газа в подпакерном пространстве является в большей части экспресс-методом приемлемости подбора технологии отвода газа, поскольку не учитывает риски возможных осложняющих факторов при эксплуатации скважины. Полученные результаты следует использовать как вспомогательное расчеты при выборе технологии ОРЭ, эксплуатации скважин с нарушением целостности эксплуатационной колонны, когда необходимо разместить насосное оборудование ниже пакера.

Выводы

На сегодня известны множество способов снижения негативного влияния газа на работу насоса. Применение устройств для борьбы с газом в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН с пакером, не всегда оказываются эффективными в установках ОРД.

Проведенные расчеты подтверждают возможность расширить границы допустимых значений содержания свободного газа на приеме насоса при использовании дополнительных технических решений, таких как применение капиллярной трубки, струйного насоса. Следует отметить, что применение той или иной технологии для ОРД не всегда является эффективным. На сегодня большую эффективность дают технологии работы УЭЦН с газом, чем его отвод. Критерием оптимальности выбора технологии снижения влияния газа является минимизация затрат на добычу нефти при выполнении регламентированных условий эксплуатации насосного оборудования, оценке рисков возможных осложнений. Учет данного фактора во многом может предопределить правильность выбора схемы установки ОРД и в целом повысить эффективность ее работы.

Литература

1. Пещеренко М.П., Перельман О.М., Рабинович А.И., Каплан А.Л. Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН путем применения мультифазных насосов // Бурение и нефть. 2014. № 4. С. 56–60.
2. Анисимов В.А. Проблемы отвода газа из подпакерного пространства при

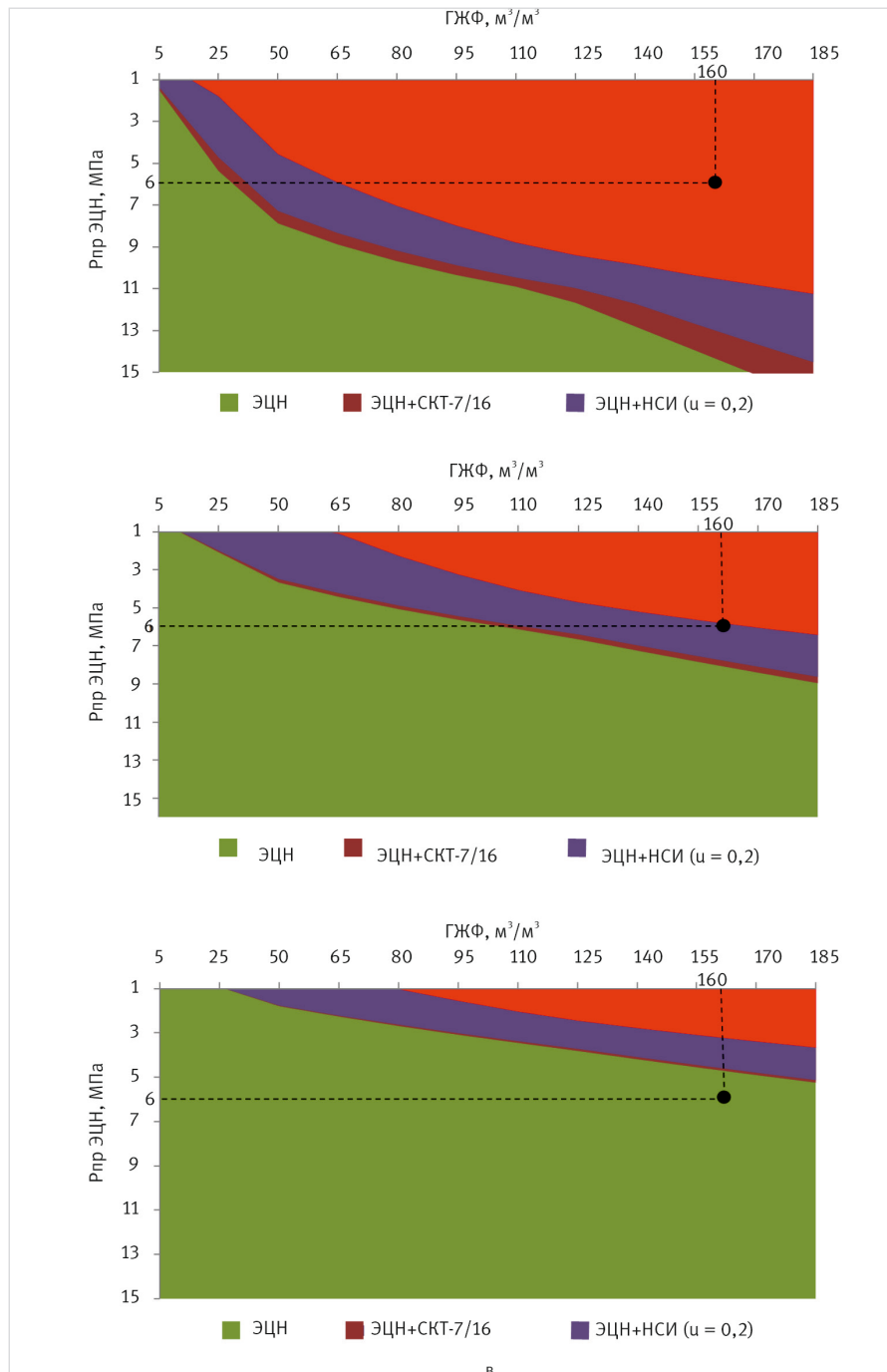


Рис. 10. Область эффективной работы насосных установок и устройств для отвода газа из подпакерного пространства: а — содержание свободного газа на приеме насоса $\beta = 0,25$; б — содержание свободного газа на приеме насоса $\beta = 0,55$; в — содержание свободного газа на приеме насоса $\beta = 0,75$

Fig. 10. The area of effective operation of pumping units and devices for removing gas from the sub-container space: а — free gas content at pump intake $\beta = 0,25$; б — free gas content at pump intake $\beta = 0,55$; в — free gas content at pump intake $\beta = 0,75$

- эксплуатации ЭЦН (УЭВН) с пакером. Пути решения // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Тюмень: ТИУ, 2016. 344 с.
3. Николаев О.С. Применение системы из пакера с кабельным вводом и извлекаемого струйного насоса в компоновке с УЭЦН для ЛНЭК // Нефтегазовая вертикаль. 2009. № 12. С. 66–67.
4. Ключин И.Г., Утарбаев А.И., Уразакоев К.Р. и др. Насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов на базе ЭЦН-СШН // Научно-технический вестник

- ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 1. С. 58–61.
5. Патент РФ №2488689. Скважинная насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов: опубл. 27.07.2013, бюл. № 21 / Николаев О.С., Никишов В.И., Губаев Ю.Г. и др. Провообладатель: ОАО «НК «Роснефть».
6. Патент РФ №2733345. Скважинное устройство для сброса газа: опубл. 01.10.2020, бюл. № 28 / Леонов В.В. Провообладатель: ООО «Оклэс Технолоджиз».
7. Денгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Здольник С.Е., Маркелов Д.В. и др. Проблемы

- насосной добычи нефти из скважин с негерметичными колоннами в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Территория нефтегаз. 2007. № 3. С. 58–61.
8. Деньгаев А.В., Николаев Д.А., Вербицкий В.С., Акопян Б.А., Афанасьев А.В. Использование установок ЭЦН в подпакерном пространстве при эксплуатации скважин в условиях наличия свободного газа // Нефть. Газ. Новации. 2013. № 6. С. 53–55.
9. Еlicheв В.А., Литвиненко К.В., Пустовских А.А., Хабибуллин Р.А., Михайлов А.Г., Мезиков С.Е. Применимость электроцентробежных насосов с кожухом погружного электродвигателя ниже интервала перфорации в скважинах с высоким газовым фактором // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 84–87.
10. Дроздов А.Н., Выходцев Д.О., Горидько К.А., Вербицкий В.С. Экспресс-методика расчета характеристики гидроструйного насоса для эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 76–79.
11. Дроздов Н.А. Повышение кавитационного коэффициента инъекции струйного аппарата для реализации экологически чистых технологий // SOCAR Proceedings Special Issue. 2022. № 2. С. 13–18.

ENGLISH

Results

The proposed matrix for choosing the area of operation of the ESP in the conditions of the presence of free gas in the sub-container space is, for the most part, an express method of acceptability of the selection of gas extraction technology, since it does not take into account the risks of possible complicating factors during well operation. The results obtained should be used as an auxiliary calculation when choosing an dual completion technology, operating wells with a violation of the integrity of the production column, when it is necessary to place pumping equipment below the packer.

Conclusions

Today, there are many ways to reduce the negative effect of gas on the operation of the pump. The use of devices for controlling gas in wells

operated by the ESP with a packer does not always prove effective by dual completion operation of reservoirs.

The calculations carried out confirm the possibility to expand the limits of the permissible values of the free gas content at the pump intake using additional technical solutions, such as the use of a capillary tube, a jet pump. It should be noted that the use of one or another technology for dual completion is not always effective. Today, the technology of operation of the ESP with gas provides greater efficiency than its discharge. The criterion for the optimal choice of technology to reduce the influence of gas is to minimize the cost of oil production when fulfilling the regulated operating conditions of pumping equipment, assessing the risks of possible complications. Taking into account this factor can in many ways determine the correctness of the choice of the installation scheme of the dual completion and, in general, increase the efficiency of its work.

References

- Peshcherenko M.P., Perel'man O.M., Rabinovich A.I., Kaplan A.L. Increase of esp efficiency. Multiphase pumps application. Drilling and Oil, 2014, issue 4, pp. 56-60. (in Russ).
- Anisimov V.A. Problems of Gas Removal from the Sub-packer Space During Operation of the ESP (PCP) with a Packer. Solutions. Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex: materials of the All-Russian scientific and practical conference of students, postgraduates and scientists dedicated to the 35th anniversary of the Industrial University of Nizhnevartovsk, 2016, pp. 344. (in Russ).
- Nikolaev O.S. The Use of a System Made of a Packer with a Cable Entry and a Removable Jet Pump in Combination with an ESP to Eliminate Violations of the Operational Column. Oil and Gas Vertical, 2009, issue 12, pp. 66-67. (in Russ).
- Klyushin I.G., Utarbaev A.I., Urazakov K.R. and others. Pumping Unit for Dual Completion Recovery on the Basis of ESP-USHN. Scientific and Technical Bulletin of «Rosneft», 2016, issue 1, pp. 58-61. [in Russ].
- Nikolaev O.S., Nikishov V.I., Gubaev Yu.G. and others. Downhole Pumping Unit for Dual Completion Recovery. Patent RF, No. 2488689, 2013. (in Russ).
- Leonov V.V. Downhole Device for Gas Discharge. Patent RF, No. 2733345, 2020. (in Russ).
- Den'gaev A.V., Drozdov A.N., Verbitskii V.S., Zdol'nik S.E., Markelov D.V. and others. Problems of Pumping Oil Production from Wells with Leaky Columns in LLC RN-Yuganskneftegaz. Territory Neftgaz, 2007, issue 3, pp. 58-61. (in Russ).
- Den'gaev A.V., Nikolaev D.A., Verbitskii V.S., Akopyan B.A., Afanas'ev A.V. The Use of ESP Installations in the Sub-container Space During the Operation of Wells in Conditions of Free Gas Availability. Oil. Gaz. Novation, 2013, issue 6, pp. 53-55. (in Russ).
- Elichev V.A., Litvinenko K.V., Pustovskikh A.A., Khabibullin R.A., Mikhailov A.G., Mezikov S.E. The Applicability of Electric Centrifugal Pumps with a Submersible Motor Casing is Lower than the Perforation Interval in Wells with a High Gas Factor. Oil Industry, 2009, issue 11, pp. 84-87. (in Russ).
- Drozdov A.N., Vykhodtsev D.O., Gorid'ko K.A., Verbitskii V.S. Express Method of Jet Pump Characteristics Calculation for Well Operation. Oil Industry, 2018, issue 2, pp. 76-79. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-2-76-79. (in Russ).
- Drozdov N.A. Increasing the cavitation coefficient of injection of a jet apparatus for the implementation of environmentally friendly technologies. SOCAR Proceedings Special Issue, 2022. issue 2, pp. 13-18. DOI: 10.5510/OGP2022SI200733. (in Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рушан Рафилович Габдулов, кандидат технических наук, главный специалист Отдела разработки и внедрения ОРЭ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Петр Игоревич Сливка, начальник отдела разработки и внедрения ОРЭ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Роман Вадимович Давлетбаев, главный специалист отдела разработки и внедрения ОРЭ, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Алексей Александрович Мещеряков, ведущий специалист отдела разработки и внедрения ОРЭ, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия.

Для контактов: GabdulovRR@bnipi.rosneft.ru

Rushan Rafilovich Gabdulov, candidate of technical sciences, chief specialist Department of development and implementation of dual completion oil production, RN-BashNIPneft LLC (Rosneft Oil Company), Ufa, Russia.

Petr Igorevich Slivka, head of Group of development and implementation of dual completion oil production, RN-BashNIPneft LLC (Rosneft Oil Company), Ufa, Russia.

Roman Vadimovich Davletbaev, chief specialist Department of development and implementation of dual completion oil production, RN-BashNIPneft LLC (Rosneft Oil Company), Ufa, Russia.

Alexey Alexandrovich Meshcheryakov, leading specialist Department of development and implementation of dual completion oil production, RN-BashNIPneft LLC (Rosneft Oil Company), Ufa, Russia.

Corresponding author: GabdulovRR@bnipi.rosneft.ru