

УДК 622.23.05

<https://doi.org/10.36906/ТЕК-2021/04>

*Коновалов Н.В., Царьков И.В., ORCID: 0000-0002-5149-5053, канд. техн. наук
Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия*

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО ГАЗСОДЕРЖАНИЯ

Аннотация. Высокая степень содержания свободного газа в откачиваемом составе на приеме ЭЦН (электроцентробежного насоса) – один из главных факторов, затрудняющих эксплуатацию насоса. Для решения данной проблемы разумным методом представляется усовершенствование технологии эксплуатации нефтяных скважин, оснащенных УЭЦН (установками электроцентробежных насосов).

Ключевые слова: нефтяная скважина; электроцентробежный насос; газосодержание; затрубное пространство скважины; НКТ.

На ЭЦН (электроцентробежный насос) внутри скважины воздействует большое количество отрицательных факторов, тем или иным образом осложняющих эксплуатацию. Существует четко выверенный технологический регламент относительно сферы использования УЭЦН, но, тем не менее, фактические обстоятельства применения зачастую существенно отличаются от требуемых. К негативным факторам влияния можно отнести следующие:

- большая доля содержания механических примесей;
- превышение газового фактора;
- степень наклона ствола на продолжительности глубины подвески насосного устройства;
- искривление ствола скважины в пространстве [5].

Уровень содержания газов на приеме насоса стоит в числе ключевых факторов, которые выявляют силу, с которой газ влияет на процесс функционирования погружных насосов. Если свободный газ имеется, то напорные характеристики насоса становятся значительно ниже, что, в свою очередь, смещает режим функционирования насоса с оптимальной области влево по кривой напора. Это смещение вызывает уменьшение КПД (коэффициента полезного действия) и снижение уровня подачи. Помимо этого, как итог деградации напора, электрический мотор насоса способен перегреться (рис. 1) [1, с. 535].

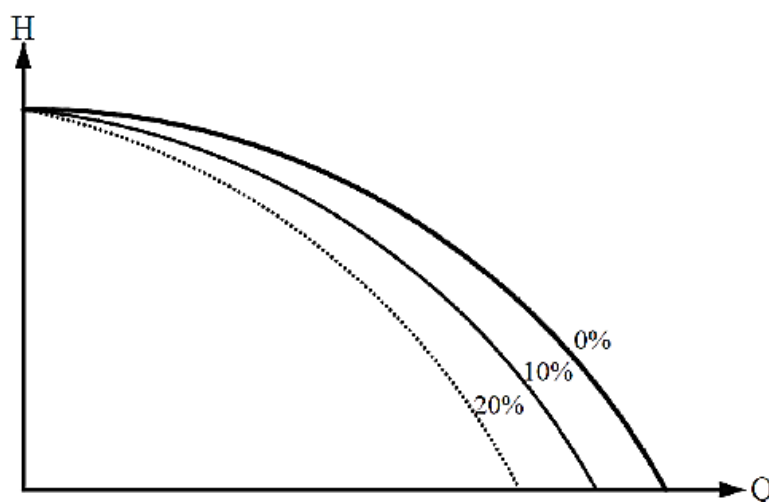


Рис. 1. Напорная характеристика насоса

Если смесь, которая проходит сквозь первые рабочие ступени насоса, содержит в своем составе эмульгированный газ, то ее объем возрастает, а некоторая доля энергии, воздействующей на вал насоса, расходуется на растворение газовых пузырьков в нефти с их предварительным сжатием. Впоследствии в НКТ доля энергии возвращается обратно к потоку смеси, что обуславливается формированием газлифтного эффекта, за счет которого жидкость поднимается на поверхность. По мере того, как в направляющих механизмах насоса и каналах рабочих колес возрастает содержание газа, постепенно образуются полости, которые не принимают участия в прохождении смеси сквозь каналы. Энергообмен насоса с перекачиваемой средой нарушается в результате возникновения каверн, наполненных газом, поскольку пропускная способность каналов становится ниже, а лопасти хуже обтекаемы. Устройство продолжает работать в режимах искусственной кавитации, и, если содержание газа будет расти дальше, то возникает вероятность срыва подачи.

Поскольку в сфере нефтедобычи наблюдается массовая миграция на напорную систему сбора ресурса, устьевые давления скважин увеличиваются. Вследствие этого растет и затрубное газовое давление. В основном газовое давление на устье скважины возникает в результате влияния таких факторов, как:

- слишком вязкая консистенция извлекаемой нефти;
- рельефные неровности;
- отдаленное месторасположение групповой автоматизированной установки для замеров и пр.

При возникновении чрезмерного объема газа в промежутке между обсадной колонной и насосно-компрессорными трубами насос излишне греется, снижается полезный объем ступени, происходит блокировка жидкостных потоков, образуются газогидраты. Одновременно с этим в скважине растет динамический уровень. Установка может выйти из строя, если произойдет срыв подачи в результате превышения разрешенной степени содержания газа на приеме насоса, и динамический уровень дойдет до предельно возможного значения. Газогидраты могут возникать при определенных факторах:

- присутствие воды в пластовой жидкости,
- падение уровня температуры жидкости,
- присутствие свободной газовой фазы в некоторых отделах скважины, находящихся выше, чем область, которая соответствует давлению насыщения газом нефти.

В результате появления в системе газогидратов дебит жидкости заметно уменьшается, что способно привести к перегреванию и поломке электрического двигателя, полному прекращению функционирования установки.

В ситуации, когда динамический уровень снижается, следует ожидать дополнительных затрат: потребуется нарастить глубину погружения насоса, следовательно, подготовиться к повышенным нагрузкам, применяемым к колонне НКТ, дополнительным расходам на электрические кабели и насосно-компрессорные трубы.

Уровень аварийности повышается по мере углубления спуска насосной установки. Здесь играет существенную роль тот факт, что по мере увеличения глубины растет вынос из пласта различных механических примесей. Рабочие органы устройства засоряются, отсюда возникает повышенная аварийность. Рост вероятности обрыва установки, увеличение продолжительности операций спуска и подъема, расходы на НКТ, кабели, ступени насоса — не единственные сложности, связанные с глубокой подвеской насоса. В случае допуска насоса до интервалов перфорации, на пласт оказывается максимальная степень депрессии, что влечет за собой большие дебиты скважин и объемный приток. Тем не менее, по мере роста депрессии возрастает и шанс деформации пласта в призабойной зоне. Тогда механические примеси будут засорять забой и непосредственно насос. Увеличение осевого габарита насоса также может быть следствием увеличения глубины опускания агрегата, так как при этом растет подача и напор устройства [4].

Необходимо рассматривать не только фактическое воздействие на работу глубинного насоса свободного газа, но и слишком завышенный или заниженный уровень давления на приеме насоса (который также подразумевает слишком высокое или низкое забойное давление). Чрезмерно низкое значение, в связи с высоким газосодержанием (свыше 20% от общего количества вещества) на приеме, может привести к срыву подачи установки или к ее снижению. В свою очередь, чрезмерно высокое значение подразумевает неоправданно большую глубину подвески, как следствие – излишний расход кабеля и НКТ, либо лимитированный запас столба жидкости над приемом насосной установки. Также при этом повышается продолжительность манипуляций по спуску и подъему, растет риск повреждения кабеля или обрыва установки; возможные незапланированные потери нефти и пр. [3, с. 71].

Если повышается уровень давления в затрубном пространстве, то имеет место отжатие уровня нахождения жидкости к забою скважины, иногда она вплотную достигает приемной части насоса, что провоцирует срывы подачи. Поэтому задача, ставящая целью снижение затрубного давления, не теряет своей важности [2, с. 59]. С целью помешать излишнему росту степени давления и отодвинуть жидкость до приемной части насоса, производят установку специализированного клапана на устье скважины. Тем не менее, на практике наблюдается невысокая результативность такой методики регулирования давления. Кроме того, в отдельных ситуациях применять такой способ не представляется возможным (например, в условиях температуры замерзания). Таким образом, не прекращаются поиски других путей решить обозначенную проблему с использованием технических инноваций.

Струйные агрегаты, которые мы рассматриваем, имеют простейшую конструкцию, полное отсутствие движимых элементов, высокую степень надежности. Они дают возможность осуществлять работу даже в максимально трудных условиях, и поэтому сегодня используются в разных отраслях. Эти аппараты справляются со своими задачами при таких факторах, как:

- агрессивная извлекаемая продукция;
- повышенные температуры окружающей среды;
- наличие примесей в жидкости;
- присутствие свободного газа и т.д.

Струйный аппарат для перепуска затрубного газа был разработан с целью повысить результативность и бесперебойность работы погружного центробежного насоса и предотвратить вероятные проблемы, возникающие в процессе использования скважин, оснащенных УЭЦН с повышенным газовым давлением в затрубном пространстве [6, 7].

Устройство изобретено с целью перевода затрубного газа в колонну насосно-компрессорной трубы в скважинах, где применяются конструкции погружных электроцентробежных насосов, для увеличения действенности и надежности функционирования погружной установки при помощи увеличения ее коэффициента полезного действия.

Решить обозначенную задачу можно с помощью струйного агрегата для перепуска затрубного газа в колонну насосно-компрессорной трубы, если зафиксировать аппарат выше расположения динамического уровня и обеспечить с его помощью взаимосвязь между полостью колонны и затрубным пространством сквозь обратный клапан.

Техническая конструкция струйного аппарата включает в себя две части, расположенные симметрично в продольном разрезе. Одна зафиксирована статично и оборудована обратным клапаном, вторая же может продольно передвигаться внутри колонны. Подвижная половина прибора при помощи постоянных магнитов сообщается с подпружиненным снизу поршнем, который располагается параллельно оси колонны насосно-компрессорной трубы внутри цилиндра, сообщенного нижним концом с затрубным пространством. Верхний конец при этом соединен с полостью колонны НКТ.

Суть и принцип работы аппарата заключаются в следующем. Когда погружной ЭЦН находится в рабочем режиме, то на приеме насоса осуществляется устранение газов из нефти. Часть этого газа перемещается в полость насоса, затем вдоль колонны НКТ выводится на

поверхность. Вторая часть перемещается в затрубное пространство, где наращивает давление газа, накапливаясь выше динамического уровня. Когда в затрубном пространстве газовое давление повышается, то оно воздействует на нижний конец поршня через специальное отверстие. Поршень устремляется вверх под действием этого давления, а также пружины, в то время как давление газа превышает по силе давление пластовой жидкости сквозь отверстие. Поднимаясь, поршень забирает и проводит подвижную часть прибора через постоянные магниты. Как только подвижная половина оказывается в крайнем верхнем положении, аппарат приводится в действие и уменьшает уровень давления в сужении. Обратный клапан при этом раскрывается. Газ перемещается из затрубного пространства в колонну, вследствие чего степень давления в затрубном пространстве падает. После того, как давление стабилизировано, подвижная часть под своей собственной массой опускается обратно, сжимая пружину и увлекая поршень через постоянные магниты. Проходное сечение между подвижной и фиксированной половинами агрегата растет, и тем самым падает гидравлическое сопротивление пластовой жидкости, которая передвигается внутри колонны НКТ (рис. 2) [8].

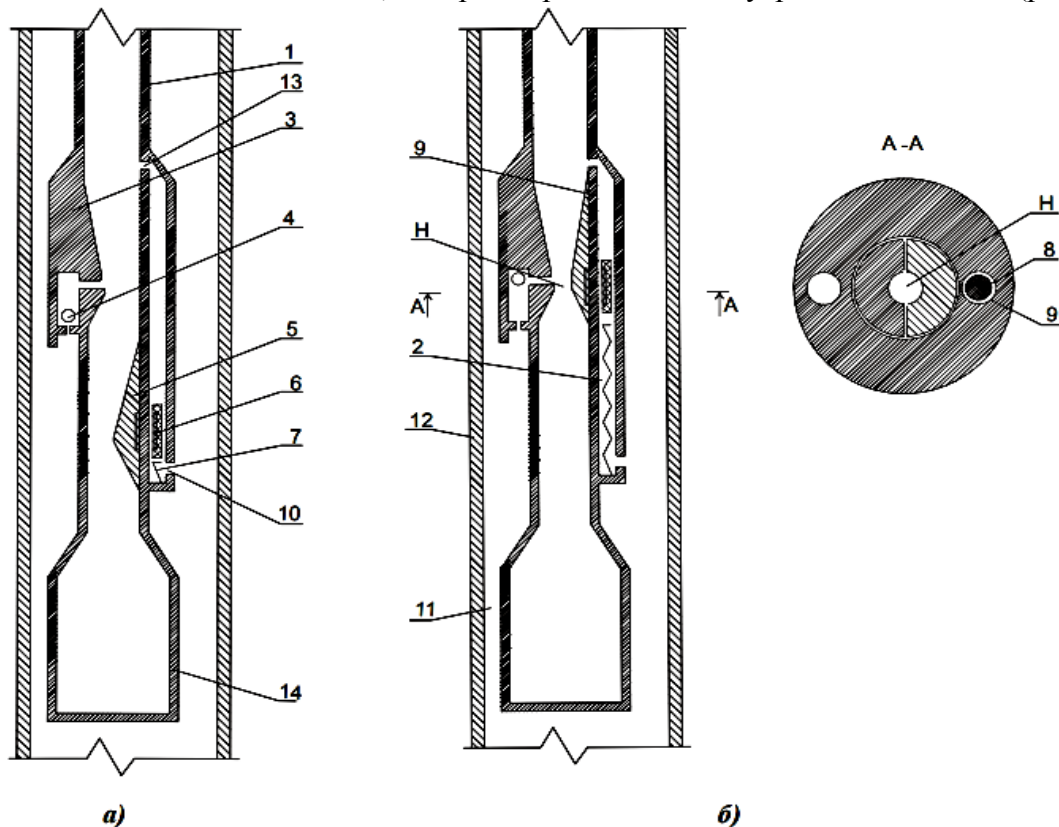


Рис. 2. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа: 1 - колонна НКТ; 2 - подпоршневая полость; 3 - неподвижная симметричная половина; 4 - обратный клапан; 5- подвижная симметричная половина; 6- магнит; 7 - пружина; 8 - поршень; 9 - цилиндр; 10, 12 - отверстие; 11 - затрубное пространство; 12 - обсадная колонна; 14 - УЭЦН; Н - сужение; а) неактивное положение; б) активное положение (<https://clck.ru/TgMJL>)

При помощи струйного аппарата для перепуска газа в колонну НКТ можно снизить газовое давление в затрубном пространстве и повысить уровень жидкости над погружным насосом. В результате этого:

- исключен вариант появления гидратных пробок;
- повышается дебит скважины;
- уменьшается глубина подвески электроцентробежных насосов.

Как следствие,

- растет КПД;
- снижаются расходы;
- увеличивается срок службы скважины между ремонтами.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, 2003. С. 530-536.
2. Пестов Д.А., Голубев А.С., Донской Ю.А. Опыт перекачки попутного нефтяного газа при помощи промысловых компрессоров, работающих без сторонних источников энергии // Инженерная практика. 2014. №4. С. 58-61.
3. Повышев К.И., Вершинин С.А., Верниковская О.С. Особенности разработки, обустройства и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений. Результаты внедрения, интегрированной модели // Нефтяное хозяйство. 2017. №7. С. 68-71.
4. Пути повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях повышенного газосодержания // Добыча нефти и газа. <https://clck.ru/TfDxd>
5. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нугуманов и др.; под ред. К.Р. Уразакова. СПб., 2012. 672 с.
6. Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Маркелов Д.В., Тяпов О.А., Дмитриев В.В., Иконников И.И. Автоматическое клапанное устройство для перепуска затрубного газа: пат. 2305171 Российская Федерация, МПК Е 21 В 34/06. / №2006102229/03; Заявлено 26.01.2006; Оpubл. 27.08.2007. Бюл. 24.
7. Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Маркелов Д.В., Горбунов В.В. Автоматическое устройство для перепуска затрубного газа: пат. 2318983 Российская Федерация, МПК Е 21 В 34/06, Е 21 В 43/00. / №2007105929/03; Заявлено 07.02.2007; Оpubл. 10.03.2008. Бюл. 7.
8. Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Сарачева Д.А., Абрамова Э.В. Струйный аппарат для перепуска затрубного газа: пат. 2517287 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/12, F 04 F 5/00. / №2012149306/03; Заявлено 19.11.2012; Оpubл. 27.05.2014. Бюл. 15.

©Коновалов Н.В., Царьков И.В., 2021