

Технология увеличения производительности нефтяных скважин

М.Д. Валеев

д.т.н., профессор, заместитель генерального директора¹
2743235@bk.ru

А.В. Севастьянов

исполнительный директор²
areopag-spb@yandex.ru

Ю.В. Нигай

главный инженер проектов²
areopag-spb@yandex.ru

Р.С. Третьяков

руководитель отдела инжиниринга²
areopag-spb@yandex.ru

¹ООО «Карбон», Уфа, Россия

²ООО «Завод дозирочной техники «Ареопэг», Санкт-Петербург, Россия

В работе приводится краткий анализ существующих методов снижения затрубного давления в добывающих скважинах. Опыт внедрения существующих технологий отработки газа с затрубного пространства нефтяных скважин показывает возможность значительного увеличения дебитов скважин по нефти до 20 м³/сут. Экономическая эффективность может достигать до 3 млн рублей/месяц.

Материалы и методы

Предлагаемая новая технология отработки газа из затрубного пространства нефтяных скважин реализуется с помощью наземного устройства состоящего из цилиндра с двумя поршнями, соединенными штоком проходящим через центральный сальник, разделяющим внутреннюю полость цилиндра между поршнями на две части соединенные с выкидной линией и образующие две камеры с торцами цилиндра соединенные с затрубным пространством, переключателя потока для поочередного направления потока жидкости с выкидной линии в правую и левую части внутренней полости цилиндра обеспечивающая возвратно поступательное движение поршней и принудительную откачку газа из затрубного пространства нефтяной скважины.

Ключевые слова

нефтяная скважина, производительность скважины, установка скважинная оборудованная штанговым насосом, плунжерная пара, насосно-компрессорная труба (НКТ), выкидная линия, давление газа, затрубное пространство, откачка газа, нагнетательный клапан, всасывающий клапан, обратный клапан, газоперепускной клапан, динамический уровень, забойное давление, депрессия на пласт

Процесс подъема нефти с забоя добывающих скважин сопровождается сложными изменяющимися во времени термогидродинамическими процессами. Рассмотрим один из важных составляющих этого процесса — сепарация газа, которая отрицательно влияет на работу внутрискважинного насосного оборудования. Кроме этого во избежание увеличения давления в затрубном пространстве и отеснения динамического уровня влекущие за собой срыв подачи насоса, газ из затрубного пространства перепускается в выкидную линию или в лифтовую колонну.

Применение напорной системы сбора скважинной продукции сопровождается ростом устьевых давлений и соответственно увеличением затрубных давлений, что снижает эффективность эксплуатации добывающих скважин, поэтому снижение давлений в затрубном пространстве с целью повышения производительности нефтяных скважин является в настоящее время весьма актуальным.

Традиционные технологии механизированной добычи нефти предусматривают отвод газа из затрубного пространства скважин двумя способами:

- на устье — перепуск газа из затрубного пространства в выкидную линию;
- внутрискважинно — перепуск газа из затрубного пространства в лифтовую колонну (НКТ).

Наиболее распространен устьевой перепуск газа из затрубного пространства в выкидную линию.

Каждый из способов имеет свои преимущества и недостатки, однако оба способа имеют существенный недостаток — это отсутствие возможности снижения давления газа в затрубном пространстве ниже коллекторного давления для снижения забойного давления и увеличения производительности нефтяных скважин.

В последние годы все больше и больше находят применение новые технологии механизированной эксплуатации добывающих скважин предусматривающие откачку газа с затрубного пространства со снижением давления ниже коллекторного.

На рис. 1 приведена классификация способов отработки газа из затрубного пространства нефтяных скважин.

Одна из новых технологий (рис. 1а.) предполагает откачку газа из затрубного пространства в колонну насосно-компрессорных труб с помощью плунжерной пары, установленной в верхней части НКТ /1/.

На рис. 2 представлена принципиальная схема установки по откачке газа из затрубного пространства скважины, оборудованной штанговым насосом 1 с газоперепускным клапаном (ГПК-73). В верхней части колонны НКТ устанавливается дополнительная плунжерная пара штангового насоса, диаметр которого превышает диаметр основного откачивающего насоса. Дополнительная плунжерная пара имеет

два газовых всасывающих клапана 2 и 4, расположенных с наружной стороны НКТ по обе стороны плунжера 3, а также два нагнетательных клапана 5 и 7, один из которых установлен непосредственно в этом плунжере, а другой (дополнительный) — в выкидном коллекторе непосредственно на выходе жидкости из НКТ. Затрубное пространство скважины связано с коллектором также с помощью обратного клапана 6.

Работа такой установки состоит в следующем. При ходе плунжера 3 вверх нагнетательный клапан 5 внутри него закрыт и порция жидкости, находящаяся под плунжером нагнетается в выкидную линию через дополнительный нагнетательный клапан 7. Благодаря разнице площадей сечения верхнего и нижнего (рабочего) плунжеров при ходе головки балансира вверх под верхний плунжер одновременно с откачиваемой пластовой жидкостью входит газ из затрубного пространства через нижний всасывающий клапан 2 верхнего насоса.

При ходе головки балансира вниз устьевой клапан 7 закрывается, а нагнетательный клапан 5 внутри верхнего плунжера открывается. Благодаря большому диаметру в этот период из затрубного пространства будет также поступать в область над верхним плунжером газ через верхний газовый всасывающий клапан 4 и т.д.

Внедрение технологии было начато с 2010 году в НГДУ «Нурлатнефть» ОАО «Татнефть». Устройством ГПК-73 были оборудованы 35 скважин. Использование устройств позволило снизить давление в затрубном пространстве по этим скважинам с 1,0...1,5 МПа до 0,3...0,5 МПа. Снижение давления в затрубном пространстве в среднем составило 0,9 МПа, а удельная величина потребления электроэнергии на тонну добываемой нефти — на 5...10%.

Средняя наработка на отказ ГПК-73 составила 491 сут. при максимальном значении 1007 сут.

Недостатком приведенной технологии является отсутствие возможности ремонта и замены узлов ГПК-73 без подземного ремонта скважины, а также применение технологии при других механизированных способах добычи нефти.

Новые технологии (рис. 1б. и рис. 1в) были реализованы производственно-сервисной компанией ООО «Югсон-Сервис» г. Тюмень на одной из скважин предприятий в Западной Сибири, которые позволяют снизить давление в затрубном пространстве нефтяных скважин ниже давления в нефтесборном коллекторе и соответственно увеличить дебит нефти, а также способствует решению проблемы утилизации попутного газа. Сущность технологии ООО «Югсон-Сервис» заключается в использовании струйных аппаратов для откачки газа с затрубного пространства и закачки вместе с нагнетаемой водой в нагнетательные скважины (первая схема) и закачки в выкидную линию (вторая схема). В

качестве рабочей жидкости используется вода с напорных водоводов. Ежемесячный экономический эффект составил около 3 млн рублей без учета прибыли на утилизации попутного газа [2]. Массового применения технологии ООО «Югсон-Сервис» в настоящее время не нашли. Одной из причин является использование энергии воды (расход нагнетаемой воды) с напорных водоводов, сложность оптимизации параметров процесса откачки газа и закачки его в нагнетательные скважины.

Новая технология по схеме (рис. 1г) в настоящее время не реализована из-за экономических соображений т.к. требует дополнительных затрат на их реализацию (компрессоры, установки осушки газа, газотранспортные сети и т. д.).

Предлагается новая технология (рис. 1в) с помощью наземного устройства по откачке газа из затрубного пространства нефтяных скважин, которая является универсальной, т.к. может применяться при разных насосных способах добычи нефти. На рис. 3 приведена принципиальная схема реализации предложенного устройства.

Устройство состоит из цилиндра 1 с двумя поршнями 2 и 3, соединенными штоком 4, проходящим через центральный сальник 5 в цилиндре.

В выкидном коллекторе 6 в скважине установлена разрывная задвижка 7, по обе стороны которой к коллектору подсоединены входной 8 и выходной 9 краны, соединяющие коллектор через переключатель потока 10 с электромагнитом (на рис. 3 не показан) с цилиндром 1 по обе стороны сальника 5.

С торцевых сторон в цилиндр входят электроконтакты 11 и 12, замыкающие цепь электромагнитов переключателя потока 10. Кроме того к обоим торцам цилиндра 1 через обратные клапаны 13, 14, 15 и 16 подведены газовые линии 17 и 18. Линия 17 через задвижку 19 подсоединена к эксплуатационной колонне 20, т.е. к затрубному пространству скважины, а линия 18 соединена с выкидным коллектором 6 за разрывной задвижкой 7 через кран 9. Выкидной коллектор 6 соединен с колонной насосно-компрессорных труб 21, по которой производится подъем пластовой

жидкости.

Переключатель потока 10 соединяет коллектор 6 с цилиндром 1 через задвижку 8 либо с левой, либо с правой стороны сальника 5. При этом соответственно правая или левая стороны цилиндра 1 будут соединены с коллектором 6 за разрывной задвижкой 7 через кран 9.

Для контроля за работой устройства установлены манометры 22, 23 и 24.

Скважина может быть оборудована как штанговым насосом (колонна штанг 25 на рис. 3, так и другими типами насосов.

Работа устройства состоит в следующем. В период эксплуатации скважины на приеме глубинного насоса (на рис. 3 не показан) происходит сепарации свободного газа. Часть газа поступает в насос вместе с жидкостью, а часть — в затрубное пространство. Постоянное поступление газа в затрубное пространство повышает в нем давление до значения, близкого к давлению в коллекторе 6. Если это давление не может достичь давления в коллекторе, динамический уровень жидкости в затрубном пространстве будет снижаться вплоть



Рис. 1 — Классификация способов отбора газа из затрубного пространства добывающих скважин

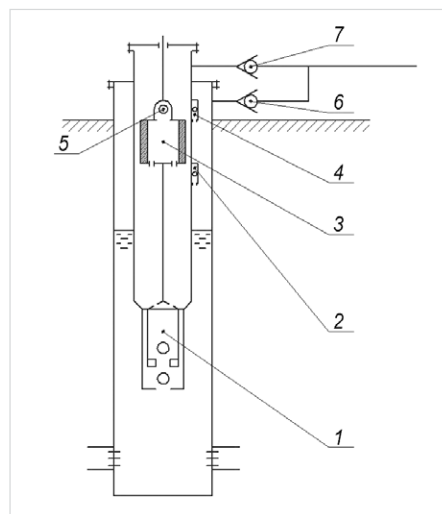


Рис. 2 — Принципиальная схема установки с откачкой газа из затрубного пространства скважин оборудованных ШГН

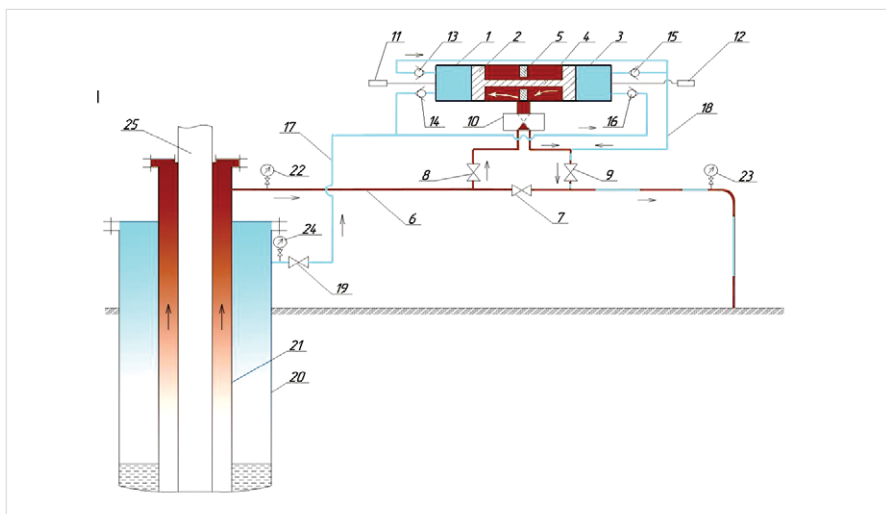


Рис. 3 — Технологическая схема откачки газа с затрубного пространства нефтяных скважин

до глубины подвески насоса и срывать его работу.

На рис. 3 показано положение переключателя потока 10, при котором добываемая продукция поступает в цилиндр 1 с левой стороны сальника 5. Разрывная задвижка 7 коллектора 6 в период работы устройства остается постоянно закрытой. В таком случае добываемая жидкость под напором, создаваемым глубинным насосом из колонны насосно-компрессорных труб 21 поступает в коллектор 6 и через кран 8 входит в цилиндр 1. Напор жидкости заставляет поршень 2, а следовательно, и поршень 3 перемещаться влево. В этот период освобождается объем цилиндра 1 с правой стороны поршня 3 и в него через задвижку 19 и обратный клапан 16 из затрубного пространства скважины под напором будет поступать газ, снижая давление в затрубном пространстве.

Одновременно в коллектор 6 за разрывной задвижкой 7 через обратный клапан 13, линию 18 и кран 9 из цилиндра 1 с левой стороны поршня 2 будет нагнетаться газ, поступивший из затрубного пространства скважин в предыдущий цикл положения переключателя потока 10.

В этот же период из зоны цилиндра 1 между поршнем 3 и сальником 5 поршнем 3 будет вытесняться жидкость в коллектор через переключатель потока 10 и кран 9.

Для того, чтобы это произошло необходимо, чтобы давление нагнетания жидкости из колонны труб 21 в цилиндр слева от сальника 5 превышало давление в коллекторе 6 за разрывной задвижкой 7. Иными словами, для перемещения поршней 2 и 3 в цилиндре 1 необходимо создать перепад давления по обе стороны разрывной задвижки 7. Таким образом, перемещение поршней в цилиндре 1 достигается за счет некоторого увеличения давления нагнетания жидкости глубинным насосом. При этом на определенную величину возрастает нагрузка на насосное оборудование скважины.

После того, как поршни 2 и 3 достигнут крайнего левого положения срабатывает электроконтакт 11 и электромагниты переключателя потока 10 переключают его на подачу жидкости через кран 8 в цилиндр 1 справа от сальника 5.

Возросшее давление в правой области между поршнем 3 и сальником 5 заставит поршни перемещаться вправо. В этот период газ из цилиндра 1 с правой стороны поршня 3 через клапан 15, линию 18 и кран 9 будет нагнетаться в коллектор с правой стороны разрывной задвижки 7. В это же время жидкость из цилиндра 1 между поршнем 2 и сальником 5 через переключатель потока 10 и кран 9 будет также вытесняться в коллектор 6 за разрывной задвижкой 7.

При перемещении поршня 2 вправо в освобождающийся объем цилиндра через обратный клапан 14 будет поступать газ из затрубного пространства скважины.

По достижению поршня 3 крайнего правого положения срабатывает электрический контакт 12 на переключение с помощью электромагнитов переключателя потока 10. Далее цикл повторяется вновь.

Откачка газа в коллектор с помощью устройства позволяет снизить давление в затрубном пространстве, сохранить приток жидкости из пласта и нормальную работу глубинного насоса.

Геометрические размеры цилиндра 1, величины трения в поршнях 2 и 3 и сальнике 5, проходные размеры обратных клапанов 13, 14, 15 и 16 рассчитываются исходя из необходимой величины снижения давления в затрубном пространстве и допустимого роста нагрузок на глубинное оборудование скважины при подъеме давления в коллекторе 6 до разрывной задвижки 7.

Технико-экономическим преимуществом предложенного устройства является обеспечение оптимального притока жидкости из пласта благодаря увеличению депрессии на забое скважины, работы насоса без срыва подачи, а также независимость его применения от способа механизированной добычи нефти (кроме установок для добычи нефти, где подъем пластовой нефти осуществляется за счет энергии закачиваемого в скважину газа или рабочей жидкости).

На рис. 4. показаны распределения давлений вокруг работающей скважины при эксплуатации по традиционной технологии (рис. 1.1, 1.2) и по новой технологии с откачкой газа из затрубного пространства (рис. 1а, 1б, 1в, 1г), где:

$P^1_{пл.дин.}$, $P^2_{пл.дин.}$ — динамическое

пластовое давление при работе скважины по традиционной технологии и по новой технологии соответственно;

P_k — давление на контуре питания, является пластовым статическим давлением Рпл.ст.;

$P^1_{заб.}$, $P^2_{заб.}$ — динамическое пластовое давление на стенке скважины (забойное давление), соответственно по традиционной и новой технологиям;

R_k , R_c — радиусы контура питания и скважины соответственно;

ΔP^1 , ΔP^2 — депрессии на пласт при традиционной и новой технологии.

Как видно из рис. 4, ΔP^2 больше ΔP^1 соответственно и выше дебит скважин при внедрении новых технологий по принудительной откачке газа с затрубного пространства. Таким образом новые технологии по откачке газа с затрубного пространства позволяют снижать давление в затрубном пространстве ниже коллекторного и существенно повышать производительность нефтяных скважин.

Итоги

Анализ существующих технологий по откачке газа из затрубного пространства показывает, что наряду с положительными сторонами такими как увеличение дебита скважин, есть и ряд существенных недостатков:

1. Откачка газа из скважин оборудованных ШГН:
 - а) невозможность применения технологии при других механизированных способах эксплуатации скважин;
 - б) отсутствие возможности замены (ремонта) узлов ГПК-73 без подземного ремонта.
2. Откачка газа при помощи струйных аппаратов.

Необходим рабочий агент для работы струйных аппаратов.

Предлагаемая новая технология исключает все приведенные недостатки и имеет более широкую область применения.

Выводы

1. Анализ новых технологий принудительной откачки газа с затрубного пространства нефтяных скважин показывает, что внедрение их дает существенные приросты дебитов скважин.
2. Предлагаемая новая технология с помощью наземного устройства по откачке газа из затрубного пространства нефтяных скважин является универсальной и не зависит от способа эксплуатации скважин (кроме установок для добычи нефти, где подъем пластовой нефти осуществляется за счет энергии закачиваемого в скважину газа или рабочей жидкости).
3. Широкое внедрение новых технологий откачки газа с затрубного пространства нефтяных скважин со снижением давления ниже коллекторного являются значительным резервом увеличения добычи нефти.

Список используемой литературы

1. Патент РФ на полезную модель № 49923. Установка штангового нефтяного насоса. Заявление 11.07.2005. Опубликовано 10.12.2005.
2. Технология откачки газа из затрубного пространства добывающих скважин // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 6. С. 12–14.

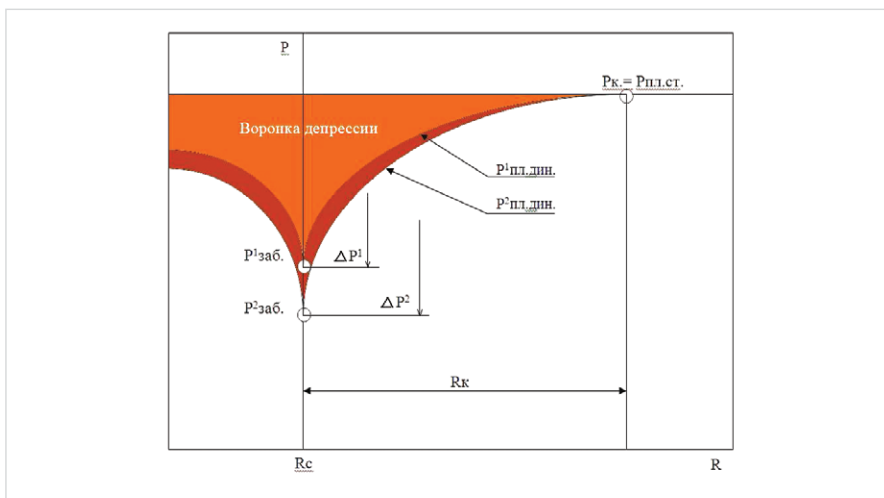


Рис. 4 — Распределение давлений вокруг работающей скважины при эксплуатации по традиционной технологии и по новой технологии с принудительной откачкой газа с затрубного пространства

Technology for increasing the productivity of oil wells

UDC 622.276

Authors:

Marat D. Valeev — PhD, professor, deputy director general¹; 2743235@bk.ru

Aleksandr V. Sevast'yanov — executive director²; areopag-spb@yandex.ru

Yuriy V. Nigay — chief project engineer²; areopag-spb@yandex.ru

Roman S. Tret'yakov — head of engineering²; areopag-spb@yandex.ru

¹Carbon LLC, Ufa, Russian Federation

²Areopag Plant dosing technology LLC, St. Petersburg, Russian Federation

Abstract

This brief analysis of existing methods of reducing annular pressure in producing wells. Experience of implementation of existing technologies pumping gas from the annulus of oil wells shows the possibility of a significant increase in flow rates for oil up to 20 m³ for 24 hours.

Economic efficiency can reach up to 3 million rubles for month.

Materials and methods

The proposed new technology pumping gas from the annulus of oil wells is being implemented with the help of ground-based device consisting of a cylinder with two pistons connected by a rod passing through the central gland, dividing the cylinder cavity between the pistons into two parts connected to the line and flick forming two chambers connected with the ends of the cylinder the annulus, the flow switch for alternating the direction of flow of fluid from the flowline into the right and left sides of

the inner cavity of the cylinder providing reciprocating motion of the pistons and the forced evacuation of gas from the annulus of an oil well.

Results

Analysis of existing technologies for discharging gas from the annulus shows that along with the positive aspects such as the increase in well production, there are a number of disadvantages:

1. Pumping gas from wells equipped SRP:
 - a) inability to use the technology in other mechanized methods of operation of wells;
 - b) lack of replacement (repair) nodes GPK-73 without a workover.
2. Pumping gas using inkjet apparatus.

Need an agent working for blasters.

The proposed new technology eliminates all of the disadvantages and has a wider range of applications.

Conclusions

1. Analysis of new technologies forced

evacuation of gas from the annulus of oil wells shows that the implementation of their results in significant increase in production rate wells.

2. The proposed new technology using terrestrial device for discharging gas from the annulus of oil wells is universal and does not depend on the mode of operation of wells (except for oil installations, where the rise of reservoir oil by the energy injected into the well gas or working fluid).
3. The widespread adoption of new technologies pumping gas from the annulus of oil wells with a decrease in pressure below the collector is significant potential for increasing oil production.

Keywords

oil well, well productivity, setting the well-equipped rod pumps, plunger pair, tubing, flow line, gas pressure, annulus, pumping gas, the discharge valve, suction valve, check valve, dynamic level, bottomhole pressure drawdown

References

1. RF patent for useful model N° 49923. Installing boom oil pump. Application 11.07.2005. Issue

10.12.2005.

2. Tekhnologiya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva dobyvayushchikh skvazhin

[Technology pumping gas from the annulus wells]. Neftegazovaya vertical, 2012, issue 6, pp. 12–14.