

УДК 622.276.054(075)

А.И. ЦЕНЦИПЕР, канд. техн. наук; доц. НТУ «ХПИ»;
М.В. ЗЕЛЕНСКИЙ, студент НТУ «ХПИ»

БЕЗОПАСНОСТЬ И ТЕХНИКА ЗАЩИТЫ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

В статье подробно освещены вопросы, связанные с расчётом автономных предохранительных клапанов-отсекателей, применяемых для защиты высокодебитных скважин от открытых выбросов и фонтанов в процессе добычи нефти и газа. Даны рекомендации по выбору клапанов с захлопными и шаровыми затворами. Представлена экспериментальная диаграмма настройки клапанов-отсекателей обоих типов на закрытие. Разработана номограмма для определения параметров, при которых происходит их срабатывание.

Ключевые слова: скважина, автономный клапан-отсекатель, пакер, критический дебит, настройка на закрытие.

Введение

Проблема защиты высокодебитных скважин не нова, поэтому с начала 60-х годов прошлого столетия в практике американских нефтяных компаний, а с середины 70-х годов и в СССР, прежде всего в Западной Сибири, при эксплуатации **высокодебитных нефтяных и газовых скважин** стали широко применяться различные предохранительные системы безопасности. Эти системы могут быть разделены на 3 категории.

I-ая категория – внутрискважинные (подземные) предохранительные системы. Они включают в себя пакер и предохранительный клапан-отсекатель (КО) автономного действия или дистанционно управляемого с поверхности. Пакер устанавливается над продуктивным пластом и служит для постоянного разобщения зон затрубного пространства выше и ниже его.

II-ая категория – это устьевые предохранительные системы. Они представляют собой нормально открытые клапаны, устанавливаемые в районе устья действующей скважины в линии потока добываемой продукции. Управление клапанами также автономное или дистанционное.

III-я категория – магистральные наземные предохранительные системы. Они включают в себя ряд двусторонних КО, чаще всего автономного действия, встраиваемых с определённым интервалом на протяжённых шлейфах высокодебитных фонтанирующих скважин, а также на сборных и вспомогательных линиях, обеспечивая их перекрытие при порыве.

Ключевым элементом в этих системах является предохранительный КО, который должен быть настроен и отрегулирован таким образом, чтобы он оставался постоянно открытым при нормальной работе фонтанной скважины.

При фонтанной эксплуатации для каждой нефтяной или газовой скважины периодически устанавливают оптимальный дебит, величина которого зависит от условий работы продуктивного пласта месторождения. Если такую скважину с постоянным режимом эксплуатации предполагается оснастить автономным предохранительным КО, то, прежде всего, задаются критическим дебитом (или дебитом закрытия), при достижении которого клапан должен надёжно перекрыть скважину. Разность между критическим дебитом $Q_{кр}$ и оптимальным $Q_{опт}$, отнесенная к оптимальному, представляет собой коэффициент безопасности скважины

© А.И. Ценципер, М.В. Зеленский, 2014

$$K = \frac{Q_{кр} - Q_{опт}}{Q_{опт}} \cdot 100\% .$$

Выбор величины коэффициента безопасности, т.е. выбор величины критического дебита при назначенном оптимальном, является важным фактором.

Комплекс оборудования для защиты фонтанных скважин

Все предохранительные КО можно разделить на два класса: автономные (самодействующие) и управляемые с поверхности. Вследствие простоты конструкции, высокой надёжности и экономичности автономные предохранительные КО получили наибольшее распространение. Типовая схема компоновки автономного предохранительного КО в скважине представлена на рис. 1.

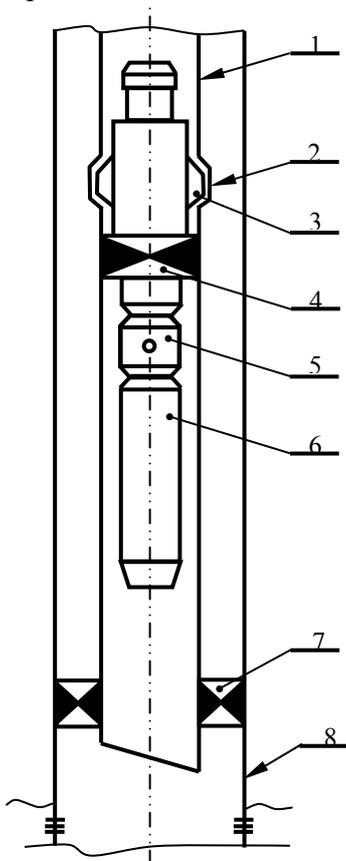


Рис. 1 – Схема компоновки автономного КО в скважине: 1 – НКТ; 2 – посадочный ниппель; 3 – замковое устройство; 4 – уплотнение замкового устройства; 5 – уравнительный клапан; 6 – автономный предохранительный КО; 7 – пакер; 8 – эксплуатационная колонна

После спуска в скважину колонны насосно-компрессорной трубы (НКТ) 1 с заранее встроенным посадочным ниппелем 2 и пакером 7 происходит закрепление пакера в эксплуатационной колонне 8 и обеспечивается герметизация затрубного пространства скважины. Затем в НКТ 1 с помощью канатной техники на проволоке или канате спускается единая компоновка: замковое устройство 3 с уплотнением 4, уравнительный клапан 5 и автономный КО. Эта компоновка закрепляется в посадочном ниппеле 2 с тем, чтобы скважинная среда проходила только через внутренний проход затвора в клапане 6. В дальнейшем скважина осваивается и выводится на заданный технологический режим фонтанирования.

Для повторного открытия предохранительного КО используется уравнительный клапан 5, который управляется уравнительным штоком, спускаемым с помощью канатной техники. Уравнительный клапан выравнивает давление под закрытым предохранительным КО и над ним, в результате чего он открывается. Независимо от конструкции КО и типа используемого в нём затвора контроль за работой управляемых предохранительных КО осуществляется с поверхности. В общем виде управляемые предохранительные КО представляют собой

систему состоящую из наземного управляющего блока, устанавливаемого на расстоянии 30–50 м от устья фонтанной скважины, и подземного блока – исполнительного механизма, который встраивается в скважине на определённой глубине. Управление подземным блоком осуществляется с помощью контрольной линии гидравлического или пневматического трубопровода, размещаемого в затрубном пространстве скважины. В качестве контрольного трубопровода используются безмуфтовые тонкостенные трубки из нержавеющей марок сталей диаметром 6–10 мм.

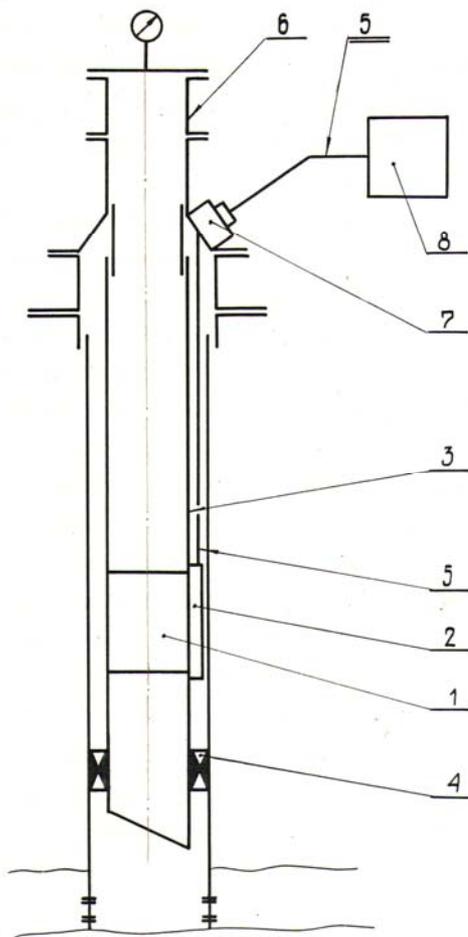


Рис. 2 – Схема компоновки управляемого КО в скважине:
 1 – управляемый КО; 2 – посадочный nipple;
 3 – НКТ; 4 – пакер; 5 – контрольный трубопровод; 6 – фонтанная арматура;
 7 – уплотнительное устройство; 8 – блок управления

Типовая схема компоновки управляемого КО представлена на рис. 2. Предохранительный КО вставного типа 1 устанавливается в посадочном nipple 2, соединённом с НКТ 3 на определённой глубине. В этом случае управляемый КО 1 и пакер 4 спускают в скважину вместе с НКТ. Одновременно со спуском НКТ производят спуск контрольного трубопровода 5, который закрепляется на НКТ специальными хомутами и через переводную катушку в трубной головке фонтанной арматуры 6 и уплотнительное устройство 7 выводится на поверхность, где соединяется с блоком управления 8. Из блока управления 8 в контрольном трубопроводе 5 создается определённое давление, которое удерживает затвор управляемого КО в открытом положении.

При нарушении нормального технологического режима скважины или аварийной ситуации на устье избыточное давление в контрольном трубопроводе снимается и клапан перекрывает лифтовые НКТ. Для повторного открытия в блоке управления 8 вновь создаётся избыточное давление, которое производит открытие КО.

Методология расчёта автономных КО с захлопным затвором

Настройка клапана на закрытие при разном дебите фонтанирующей скважины происходит изменением $d_{шт}$ - внутреннего диаметра калиброванного штуцера, жёсткости пружины и количества подкладочных колец. Автономные КО дифференциального типа как с захлопными, так и с шаровыми затворами закрываются в результате воздействия критического дебита, который проходит через калиброванный сменный штуцер и создает критический перепад давления скважинной среды на нём

$$\Delta P_{кр} = P_2 - P_1,$$

где P_1, P_2 – давление над и под штуцером соответственно.

В результате на штуцере (и связанным с ним подвижным звеном КО) возникает осевая сила N , которая действует снизу вверх на эффективную кольцевую площадь штуцера f

$$N = \Delta P_{кр} \cdot f, \quad \text{здесь } f = \frac{\pi}{4} (d_b^2 - d_{шт}^2),$$

где d_b – внешний диаметр уплотнения штуцера; $d_{шт}$ – внутренний диаметр штуцера.

Осевой силе N противодействует сила упругости пружины, сила трения подвижного звена и его вес. Тогда условием закрытия КО будет следующее неравенство

$$\Delta P_{кр} \cdot f \geq Z \cdot L + F_{тр} + P_{в},$$

где $\Delta P_{кр}$ – критический перепад давления на клапане при критическом дебите; f – эффективная площадь подвижного звена; Z – жёсткость пружины; L – длина хода подвижного звена, при достижении которого происходит закрытие; $F_{тр}$ – сила трения подвижного звена; $P_{в}$ – вес подвижного звена.

Для настраивания КО на критический дебит, при котором он должен закрыться, необходимо пользоваться номограммой «критический дебит - критический перепад давления». Она учитывает исходные параметры скважины на глубине установки КО: дебит, давление, температура, плотность флюида, газовый фактор и др. Например, для конкретного типоразмера автономного предохранительного КО такая номограмма имеет следующий вид (рис. 3).

Она устанавливает связь между критическим дебитом $Q_{кр}$, внутренним диаметром сменного калиброванного штуцера d , усилием пружины (жёсткость Z и число подкладочных колец: 0, 1, 2, 3, 4) и критическим перепадом давления $Q_{кр}$, которое возникает на штуцере. Номограмма строится при испытаниях КО на пресной воде. Поэтому сначала необходимо превратить критический дебит $Q_{кр}$ продукции скважины к эквивалентному объёму пресной воды $Q_{эк}$, который вызвал бы аналогичный перепад давления на штуцере

$$Q_{эк} = Q_{кр} \sqrt{\rho g},$$

где ρ – плотность продукции (смеси) скважины на глубине установки КО.

Относительно определения величин критического дебита $Q_{кр}$ и критического перепада давления ΔP на штуцере. Безусловно, определение этих величин зависит от вида продукции скважины (нефть, газ, газоконденсат), её давления и температуры на глубины установления ЗКВ. Если это нефть, то необходимо учитывать состав товарной нефти и её физические свойства, такие как плотность, газо-нефтяной та жидкостно-нефтяной факторы. Если это газ или газоконденсат, то это - относительная плотность газа, коэффициент сжимаемости газа и коэффициент газодинамических потерь.

Настройка КО на закрытие производится следующим образом. Для этого на оси ординат необходимо отложить при заданном коэффициенте безопасности величину критического дебита $Q_{кр}$, из этой точки восстановить перпендикуляр до пересечения с кривыми штуцеров, при этом определится жёсткость пружины Z , число подкладочных колец S и внутренний диаметр калиброванного штуцера $d_{шт}$. С целью получению минимального перепада давления $\Delta P_{кр}$ выбирают максимальный внутренний диаметр штуцера (см. пример, выделенный пунктиром на рис. 3). Далее из точки пересечения необходимо провести перпендикуляр до пересечения с осью абсцисс, на которой определится величина перепада давления $\Delta P_{кр}$ на штуцере КО при заданном критическом дебите $Q_{кр}$.

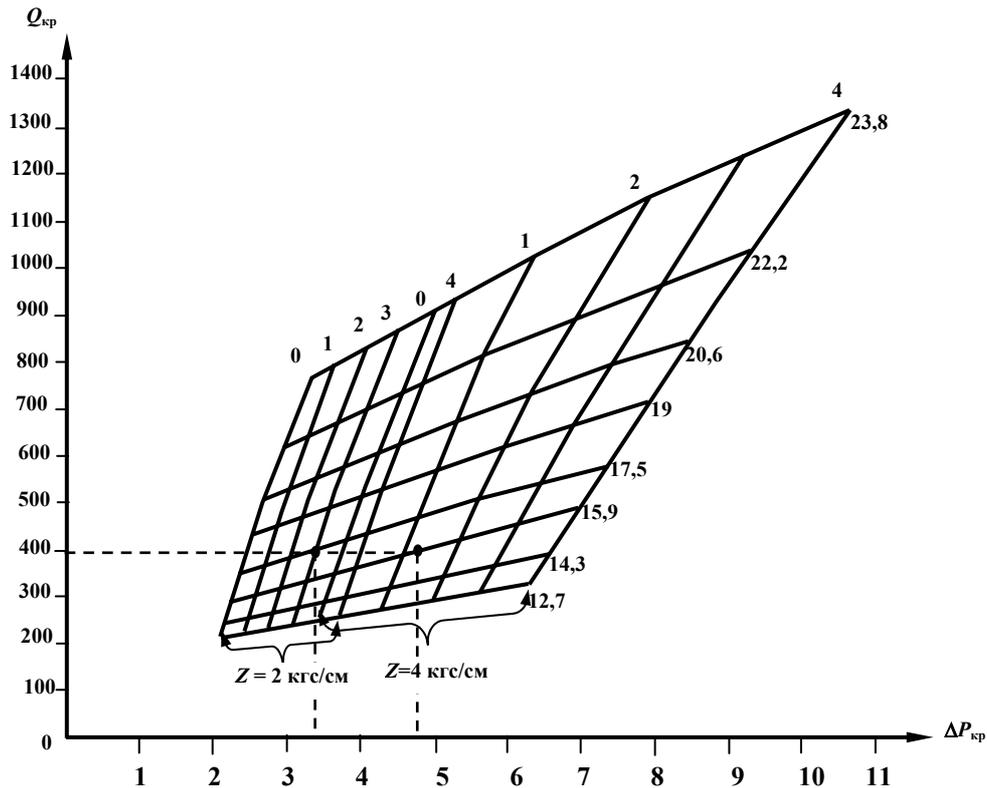


Рис. 3 – Номограмма настройки автономного КО

Методология расчёта автономных КО с шаровым затвором

Настройка клапана на закрытие при разном дебите фонтанной скважины происходит изменением внутреннего диаметра сменного калиброванного штуцера $d_{шт}$, жёсткости пружины и числа подкладочных колец. Специфика работы шарового затвора в КО имеет принципиальное отличие от захлопчного. Она заключается в том, что величина прохода в захлопчном затворе определяется внутренним диаметром установленного сменного калиброванного штуцера $d_{шт}$ и является величиной постоянной при расчете перепада давления, которое возникает на штуцере при прохождении через него скважинной среды (открытое положение). При этом длина хода подвижного звена L ограничена лишь реальной длиной пружины, её жесткостью Z и количеством подкладочных колец, и может быть выбрана такой, чтобы при кратковременных всплесках дебита в скважине не происходило преждевременное закрытие КО. Поэтому КО с захлопчным затвором может настраиваться в достаточно широком диапазоне коэффициента безопасности.

Сложнее происходит процесс закрытия в шаровых затворах. Величина прохода в шаровом затворе также, как и в захлопчном, определяется внутренним диаметром установленного сменного штуцера $d_{шт}$. Разница заключается в том, что шар содержит в себе проходное отверстие d и одновременно служит запорным органом отверстия в рабочем седле, с которым он постоянно связан.

В определенный момент проходное сечение в рабочем седле станет эквивалентно меньшим прохода в штуцере $d_{шт}$ и тогда перепад давления возникает уже не на штуцере, а на шаре. Как следствие, это может привести к быстрому росту критического перепада давления и быстрому закрытию КО. Поэтому при расчете критического перепада давления, в отличие от захлопчного, он не может быть принят

за постійну величину. Для цього необхідно розрахувати величини довжини ходу шара $L_{ш}$ і проходного сечення, по досягненні яких проізоїде закривання клапана.

Окончателно суммарна площа проходного сечення шарового затвора буде равна

$$F = \frac{d_k^2}{8} \left[\frac{\pi \cdot \arccos\left(\operatorname{tg} \frac{\varphi}{2}\right)}{90^\circ} - \sin\left(2 \arccos\left(\operatorname{tg} \frac{\varphi}{2}\right)\right) \right] (1 + \cos \varphi).$$

Из формулы видно, то при заданном значении диаметра прохода в рабочем седле d площадь сечения шарового затвора F зависит только от угла поворота шара φ .

Выводы

Большой опыт исследований и наблюдений за работой автономных предохранительных КО различных конструкций и их широкое внедрение на нефтегазопромислах Западной Сибири и других регионов рекомендует производить следующую настройку:

- КО с захлопочными затворами для скважин с нестабильным режимом работы применять коэффициент безопасности $K = 20\%$ и выше;

- КО с шаровыми затворами для скважин с постоянным суточным дебитом применять коэффициент безопасности $K =$ не более $(10-15)\%$.

Список литературы: 1. *Ценципер, А.І.* Безпечна експлуатація високодебітних нафтогазових свердловин [Текст] / А.І. Ценципер // Нафтова і газова промисловість. – Київ, 2010. – № 6. – С. 60-63. 2. Оборудование для предотвращения открытых фонтанов нефтяных и газовых скважин [Текст] / Ю.В. Зайцев, Р.А. Максудов, Х.Ф. Асфандияров. – М.: Недра, 1973. 3. Multiphase flow of Gas, Oil and Water through vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift Installations [Text] / F.H. Poettman, P.G. Carpenter // Translation. American Petroleum Institute (API). – 1952. – P. 257-317. 4. *Ценципер, А.І.* Визначення проходного перерізу в кульових затворах [Текст] / А.І. Ценципер // Нафтова і газова промисловість. – Київ, 2006. – № 2. – С. 28-29.

Поступила в редколлегию 07.10.13

УДК 622.276.054(075)

Безопасность и техника защиты высокодебитных фонтанных скважин [Текст] / А.І. Ценципер, М.В. Зеленский // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.: НТУ «ХПІ», 2014. – № 1(1044). – С. 222-227. – Бібліогр.: 4 назв. – ISSN 2078-774X.

У статті докладно висвітлено питання, пов'язані з розрахунком автономних запобіжних клапанів-відсікачів, застосовуваних для захисту високодебітних свердловин від відкритих викидів і фонтанів у процесі видобутку нафти і газу. Дано рекомендації з вибору клапанів із захлопочними та кульовими затворами. Представлено експериментальну діаграму налаштування клапанів обох типів на закриття. Розроблено номограму для визначення параметрів, при яких відбувається спрацювання.

Ключові слова: свердловина, автономний запобіжний клапан-відсікач, пакер, критичний дебіт, налаштування на закриття.

In article the questions connected with calculation of autonomous safety valves, applied to protection high production wells from open emissions and fountains in process to an oil recovery and gas are taken in detail up. Recommendations for choice autonomous safety valves with flapper or with spherical shutters are given. The experimental diagram of adjustment of safety valves of both types on closing is presented.

Keywords: well, autonomous safety valve, packer, critic flow, experimental diagram, monogram for definition of parameters.