

УДК 622.2

**Абдулкадхим Осамах Мохаммед**

**Abdul Kadeem Osama Mohamed**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

## **АНАЛИЗ ВЫБОРА ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

## **ANALYSIS OF THE CHOICE OF ANTI-BLOWOUT EQUIPMENT**

Представлен анализ выбора противовыбросового оборудования. Как известно, из всех видов аварий особую опасность представляют нефтяные и газовые фонтаны, периодически возникающие при бурении и эксплуатации скважин. Они являются наиболее тяжелыми авариями, осложняющими деятельность буровых и нефтегазодобывающих предприятий. В связи с этим правильный выбор и использование специального противовыбросного и противofонтанного оборудования является весьма актуальным.

**Ключевые слова:** противовыбросное оборудование, фланцы, превенторы, гидропривод, механизм.

In this paper, the analysis of the choice of anti-blowout equipment is considered. As we know, of all the types of known accidents, oil and gas fountains that periodically occur during drilling and operation of wells pose a particular danger. They are the most serious accidents that complicate the activities of drilling and oil and gas producing enterprises. In this regard, the correct choice and use of special anti-blowout and anti-spontaneous equipment is very relevant.

**Keywords:** blowout equipment, flanges, preventers, hydraulic drive, mechanism.

Увеличение объемов добычи нефти и газа неизбежно связано с эксплуатацией новых месторождений и продуктивных горизонтов, открытие которых зависит от степени совершенства технологии бурения скважин. Опыт показывает, что бурение до проектных глубин нередко сопровождается возрастающим воздействием возникающих в находящемся в стволе скважины буровом растворе гидродинамических, физико-химических и механических процессов на общее состояние системы «скважина–пласт». Это в конечном счете приводит к многочисленным осложнениям и авариям. Из всех видов известных аварий особую опасность представляют нефтяные и газовые фонтаны, периодически возникающие при бурении и эксплуатации скважин. Они являются наиболее тяжелыми авариями, осложняющими деятельность буровых и нефтегазодобывающих предприятий. В связи с этим использование специ-

ального противовыбросного и противofонтанного оборудования является весьма актуальным.

Пример обозначения сборки противовыбросового оборудования:

15K – 13 5/8 – RSRDAG – Сборка противовыбросового оборудования на рабочее давление 15000 psi (103,5 МПа) с проходным сечением 13 5/8 дюйма (346,1 мм), включающая снизу вверх: плашечный превентор с одной парой плашек, циркуляционную крестовину, сдвоенный плашечный, кольцевой превентор и вращающийся превентор (таблица) рис. 1 [1].

Основные градации давлений и кодировки  
противовыбросового оборудования по стандарту API

Рабочее давление, psi/МПа	Шифр противовыбросового оборудования	Тип противовыбросового оборудования
2000/13,8 3000/20,7 5000/34,5 10000/69,0 15000/103,5 20000/138,0	G (rotating head)	Вращающийся превентор
	A (Annular)	Кольцевой превентор
	R (Single ram)	Плашечный превентор с одной парой плашек
	R <sub>D</sub> (Double ram)	Сдвоенный плашечный превентор
	R <sub>T</sub> (Triple ram)	Строенный плашечный превентор
	S (Drilling spool)	Циркуляционная крестовина
	C (Hydraulic well head connector)	Гидроуправляемый коннектор колонной головки
	K (1000 psi rated working pressure)	Тысяча psi рабочего давления

В отечественной практике приняты типовые схемы обвязки противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862–90, устанавливающие минимальное количество необходимых составных частей блока превенторов и манифольда.

Пример обозначения схемы обвязки [2]:

ОП9с-280/80×70 – Оборудование противовыбросовое по схеме 9 на рабочее давление 70 МПа с условным диаметром проходного сечения превенторного блока 280 мм, превентором со срезающими плашками (буквас) и манифольдом с условным диаметром проходного сечения 80 мм.

Коррозионное исполнение противовыбросового оборудования:

1. K1 – с объемным содержанием CO<sub>2</sub> до 6%;
2. K2 – с объемным содержанием CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S до 6% каждого;
3. K3 – с объемным содержанием CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S до 25% каждого.

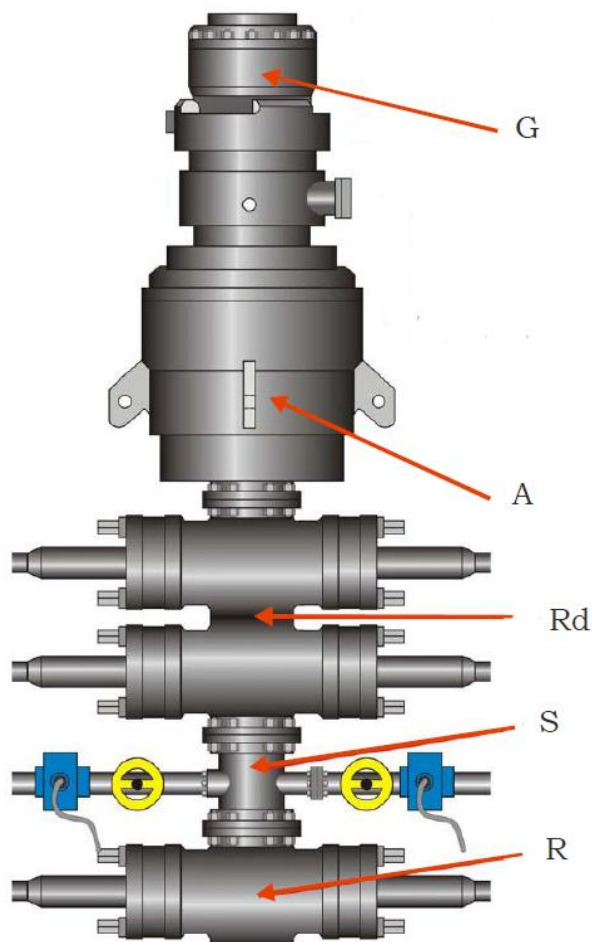


Рис. 1. Сборка противовыбросового оборудования типа RSRdAG

Примеры обозначения превенторов:

ППГ-350×35К2 – Превентор плащечный с гидроприводом с условным диаметром проходного сечения 350 мм, на рабочее давление 35 МПа для сред типа К2.

ПУ-1-230×35 – Превентор универсальный с гидроприводом с условным диаметром проходного сечения 230 мм, на рабочее давление 35 МПа.

Плащечные превенторы [3, 4] называются так потому, что для герметизации устья скважины используют плашки (трубные, глухие и т.д.). Конструктивно плащечный превентор состоит из следующих основных частей (рис. 2):

1. корпус;
2. блок крышки с устройством захвата и уплотнениями;
3. блок плашки.

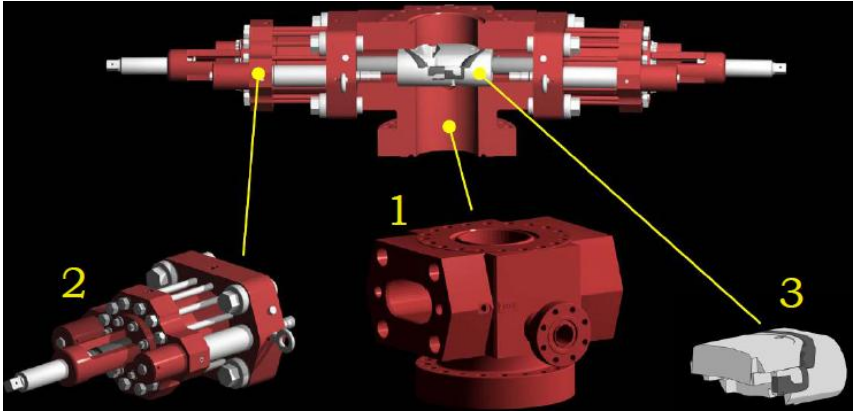


Рис. 2. Основные элементы плащечного превентора

Корпус плащечного превентора [5, 6] является основной несущей частью, на которой и внутри которой располагаются все остальные детали превентора. В качестве примера устройства плащечного превентора рассмотрим конструкцию одного из самых распространенных и часто описываемых превенторов – модель «U» фирмы Cameron (рис. 3).

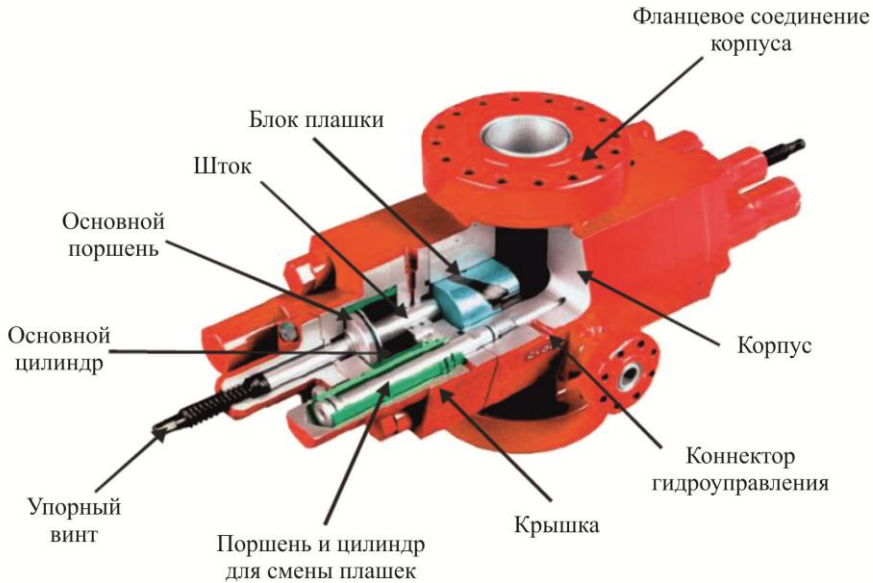


Рис. 3. Основные элементы превентора «U» фирмы Cameron

К корпусу превентора посредством болтов крепятся крышки, в крышке расположены уплотнительные элементы штока, основной цилиндр и основной поршень, обеспечивающие закрытие превентора, два поршня и два ци-

линдра для смены плашек с использованием гидравлической системы питающейся через коннектор гидроуправления. Упорный винт фиксирует плашку в закрытом положении и препятствует ее самопроизвольному открытию. Соединение между корпусом и крышкой, в которой движется поршень и шток, оснащено самоуплотняющейся прокладкой со стороны скважины и кольцевым уплотнением со стороны рабочей камеры поршня. Между этими двумя уплотнениями располагается контрольное отверстие, сообщающееся с атмосферой (что позволяет обнаружить возможную утечку), а также аварийное уплотнение (дополнительная система герметизации) за счет возможности нагнетания пластиковой уплотнительной набивки.

Аварийное уплотнение представляет собой вспомогательную систему герметизации [7, 8], которая должна применяться только тогда, когда отсутствует возможность ремонта преентора (рис. 4).



Рис. 4. Узел аварийной герметизации штока

Удачная конструкция и надежность преентора типа «U» послужила основой для создания фирмой Cameron (в дальнейшем компания стала называться Coorer Cameron) преентора «U II» (рис. 5). Преентор «U II» является двоянным и имеет полное гидравлическое управление с клиновой фиксацией плашек (отдельно гидроуправляемый механизм фиксации плашек). Благодаря уменьшенному на 30 % ходу поршня удалось уменьшить его габаритные размеры и вес. Специально изготовленные уплотнения плашек и штока позволяют использовать преентор до температуры 120 °C и в среде H<sub>2</sub>S.

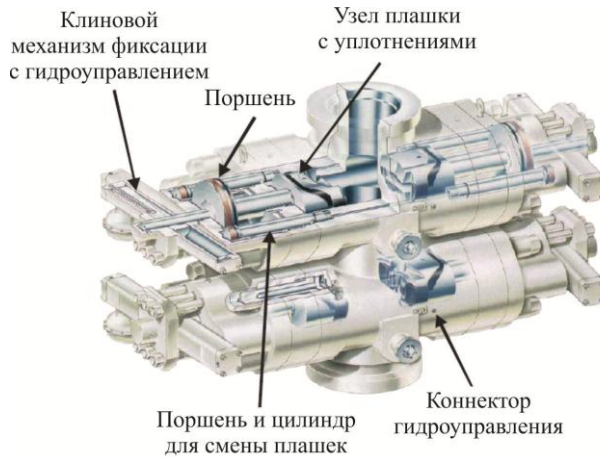


Рис. 5. Основные элементы превентора «U II» фирмы Cameron

Между тем существуют и другие производители плашечных превенторов [9, 10]. Кроме Cooper Cameron (основатель фирмы Harry S Cameron и James S Abercrombie изготовили свой первый превентор в 1922 г.) необходимо отметить превенторы фирм Hydril и Shaffer. На рис. 6 изображен плашечный превентор фирмы Hydril. Превентор имеет гидравлический привод и механизм фиксации плашек, открывающую поворотную крышку с уплотнениями и контрольное отверстие для контроля состояния первичного уплотнения штока.

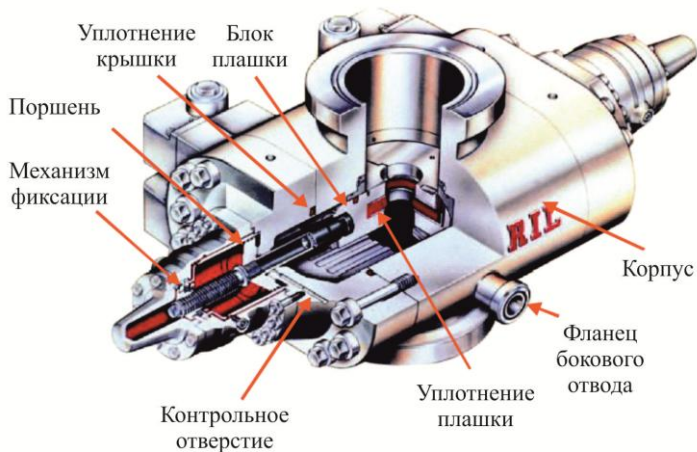


Рис. 6. Основные элементы плашечного превентора фирмы Hydril

Механизм фиксации плашек [11, 12], превентора фирмы Shaffer, изображенного на рис. 7, расположен в корпусе поршня. Наличие боковых фланцев для присоединения линий глушения и дросселирования позволяет

использовать превенторы без циркуляционной крестовины. Механизм фиксации плашек представляет собой закрепленные на передней части цилиндра зажимающие пластины, которые фиксируют шток, зажимая резьбовую поверхность упорного винта (рис. 8). В различных моделях плашечных превенторов можно встретить множество различных механизмов фиксации плашек, однако важно то, что такой механизм гарантированно фиксирует плашки и не позволяет им передвигаться от давления в скважине. Согласно требованиям руководящих инструкций, механизм фиксации плашек должен быть на всех моделях плашечных превенторов.

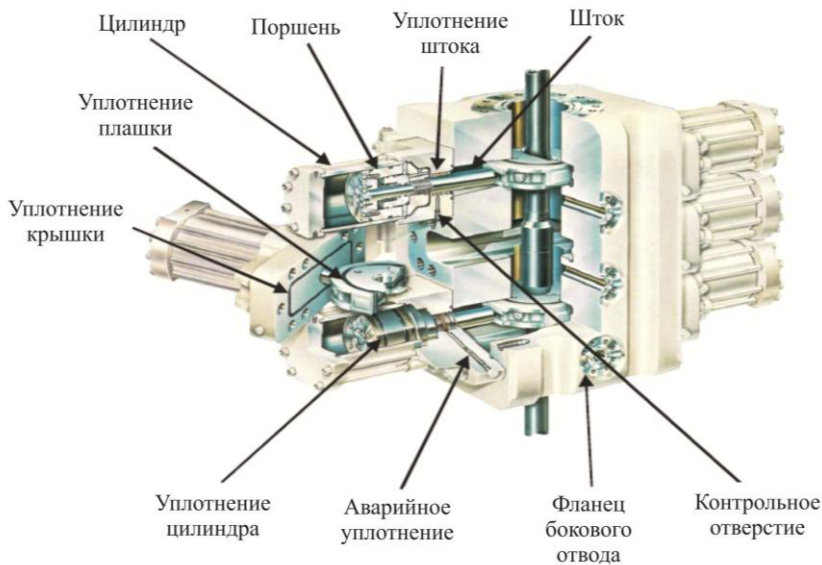


Рис. 7. Основные элементы плашечного превентора фирмы Shaffer

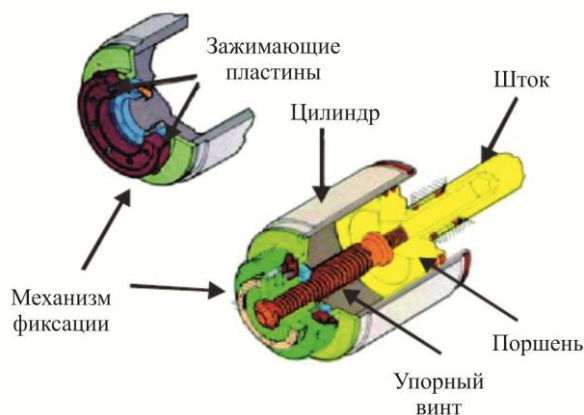


Рис. 8. Механизм фиксации плашек

Основным герметизирующим элементом в плашечных превенторах является плашка. Конструкции плашек дают возможность:

- герметизации скважины со спущенными бурильными/обсадными трубами с помощью трубных плашек и плашек с изменяемым переменным сечением;
- герметизации скважины в отсутствии инструмента с помощью глухих плашек;
- герметизации скважины со срезанием колонны бурильных/обсадных труб.

Кроме того, конструкция плашки и элементов плашечного превентора должны обеспечить возможность подвешивания колонны бурильных труб.

При этом необходимо помнить, что подвешивание колонны труб на плашки с изменяемым переменным сечением требует большей осторожности. Конструктивно плашки противовыбросовых превенторов разработаны для герметизации подплашечной области, поэтому при гидравлических испытаниях необходимо учитывать данный факт и создавать давление в подплашечной области.

### Список литературы

1. Методы исследования и ликвидации катастрофических поглощений [Электронный ресурс]. Пятифан. – URL: <http://5fan.ru/wievjob.php?id=38617.htm> (дата обращения: 12.08.2021).
2. Терентьев С.Э. Определение характера насыщения флюидами зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.16. – Ухта, 2015. – 24 с.
3. Кожина Т.В. Разработка систем буровых растворов для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины при бурении сверхглубоких скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – М., 2015. – 28 с.
4. Carbonate rocks [Электронный ресурс]. Encyclopedia of modern technology: construction. – URL: <http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-181-2/124.htm> (дата обращения: 12.08.2021).
5. Vinarsky M.S. Methods of research and isolation of absorbing layers. – Moscow: Gostoptekhizdat, 1963. – 161 p.
6. Rogers V.F. The composition and properties of flushing fluids for drilling oil wells. – Moscow: Nedra, 1967. – 600 p.
7. Titkov N.I., Gaivoronsky A.A. Isolation of absorbing horizons during well drilling. – Moscow: Gostoptekhizdat, 1960. – 248 p.
8. Abdulin F.S. Oil and gas production. – Moscow: Nedra, 1983. – 256 p.
9. Lyalkina G.B., Nikolaev A.V., Makarychev N.S. Creation of the information system based on experimental data for control of the mmf operating modes



to improve the efficiency of ventilation in mines // Journal of Physics: Conference Series. – 2018. – С. 012013.

10. Complications during well drilling / V.I. Krylov [et al.]. – Moscow: Nedra, 1965. – 247 p.

11. Kachurin A.V. An integrated approach to solve the complications arising during well drilling // Oil and Gas of Siberia. – 2016. – No. 1. – S. 1-3.

12. Krylov V.I. Isolation of absorbing formations in deep wells. – M.: Nedra, 1982. – 304 p.

Получено 07.09.2021.

**Абдулкадхим Осамах Мохаммед** – студент, группа БНГС-21-2М, кафедры «Нефтегазовые технологии», горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: om038135@gmail.com.