

Гидроударное устройство для очистки ствола скважины с применением колонны гибких труб

Hydraulic Hammer Unit for Wellbore Cleanout with Coiled Tubing Application

С.Б. БЕКЕТОВ, СевКавГТУ, Академия технологических наук РФ, В.А. МАШКОВ, ОАО «Гемма»

S.B. BEKETOV, North Caucasus State Technical University, Russian Academy of Technical Sciences, V.A. MASHKOV, OAO Gemma

Одним из основных видов ремонтных работ в скважинах месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа, как правило, является их промывка с целью удаления из забоев песчано-глинистых, проппантовых и других пробок. Применение колонны гибких труб для проведения таких скважино-операций является одним из перспективных направлений развития технологий ремонта скважин [1].

С целью повышения эффективности процесса нормализации забоев скважин авторами была разработана и внедрена конструкция гидроударного устройства, работающего в комплекте с колонной гибких труб. Использование устройства перспективно при разрушении плотных песчано-глинистых и проппантовых пробок, разбуривании цементных мостов в скважинах. Одним из преимуществ устройства является использование энергии тангенциально направленной струи рабочей жидкости на периферию ствола скважины и импульсное воздействие на разбуриваемую поверхность у стенки трубы обсадной колонны. При применении устройства улучшается ряд технологических показателей:

- обеспечивается механическое разрушение песчано-глинистой пробки за счет ударного воздействия зубьями коронки ударного механизма при восприятии избыточного давления площадью сечения ступенчатого поршня, под седлом имеющего больший диаметр;
- обеспечивается возвратно-поступательное перемещение коронки ударного механизма и импульсного повышения расхода и скорости восходящего потока рабочей жидкости, в интервале перфорации и межтрубном пространстве скважины, при взаимодействии зубьев коронки ударного механизма с

One of the main types of repair operations in wells at hydrocarbon fields and in underground gas storages is usually sand-clay and proppant plugs washing operation. The use of coiled tubing in such well operations is one of the perspective directions of well workover technologies development [1].

In order to increase the efficiency of wells bottomhole normalization process, authors of the paper developed and introduced the design of hydraulic hammer unit, which operates in a complex with coiled tubing string. Application of this unit is useful for dense sand-clay and proppant plugs washing, as well as for cement bridgings destruction. One of the advantages of this unit is the use of operating fluid jet, which is tangentially directed to wellbore periphery, and its impulse effect on the drillable surface of casing wall. Application of the unit increases a set of technological factors:

- Mechanical destruction of sand-clay plug is provided due to the impact action of hydraulic hammer bit teeth. This impact action takes place when the sectional area of benched piston, which has bigger diameter under the saddle, detects excess pressure;
- back-and-forth motion of hydraulic hammer bit is provided, as well as the impulse increase of speed and consumption of operating fluid upflow in perforated interval and well annular space. This happens due to the interaction of hydraulic hammer bit teeth with the surface of drillable plug (cement bridging).

Design of the unit with all its structural components is shown on Figure 1:

- Figure 1a – the unit in section with the original position of components.
- Figure 1b – unit structure in the position of hammer bit going out, impact on the surface of dense sand-clay plug and formation of additional hydrodynamic link between the longitudinal channel of the unit, the borehole cavity and the flushing hole of production tubing string.

The unit consists of the hollow shell 1 that is

поверхностью разбуриваемой пробки (цементного моста).

Конструкция устройства с обозначением всех конструктивных элементов приведена на рисунке 1, где:

- рисунок 1а – устройство в разрезе, в исходном положении деталей;
- рисунок 1б – конструкция устройства в положении выхода коронки ударного механизма, воздействия на поверхность плотной песчано-глинистой пробки и образования дополнительной гидродинамической связи осевого канала устройства с полостью скважины и осевым каналом лифтовой колонны труб.

Устройство состоит из полого корпуса 1, связанного верхним концом с седлом 2, на котором закреплен переходник 3. В осевом канале 4 полого корпуса 1, установлен кольцевой поршень 5, снабженный конусом 6, обращенным к ответной конической поверхности 7 седла 2. Кольцевой поршень 5 с конусом 6, седлом 2 образуют торцевой клапан. В полом корпусе 1 выполнены циркуляционные отверстия 8, перекрытые в исходном положении телом кольцевого поршня 5. В осевой канал 9 седла 2 пропущен полый шток 10, жестко связанный с кольцевым поршнем 5, который через опорную шайбу 11 опирается на пружину 12. Кольцевой зазор 13, образованный телом полого штока 10, с переходником 3 постоянно гидравлически связан радиальными каналами 14, с осевым каналом 15 полого штока 10 и седла 2. На нижнем конце кольцевого поршня 5 установлена коронка 16 с зубьями 17, на внешней стороне которой расположена гидромониторная насадка 18 с кольцевой камерой 19, гидравлически связанной радиальными каналами 20 с осевым каналом 21 коронки 16. На торце гидромониторной насадки 18 выполнены тангенциальные каналы 22, соединяющие кольцевую камеру 19 с окружающей средой (полостью скважины). Коронка 16 снабжена также дросселем 23, соединяющим осевой канал 21 с полостью скважины.

В исходном положении кольцевой поршень 5 с конусом 6 поджат усилием пружины 12 к конической поверхности 7 седла 2 с изоляцией кольцевого зазора 13 от кольцевого зазора под седлом 2. Торцевая поверхность полого корпуса 1, обращенная к разбуриваемой поверхности снабжена зубьями 24 для ее разрушения. Усилие поджима конуса 6 кольцевого поршня 5 к конической поверхности 7 седла 2 регулируется гайкой 25 на верхнем конце полого штока 10. Верхний конец переходника 3 снабжен присоединительной резьбой, которой устройство подсоединяется к нижнему концу гибкой колонны труб перед спуском в скважину.

Описываемое устройство позволяет проводить

connected with the saddle 2, on the upper end of which the adapter 3 is mounted. In the longitudinal channel 4 of the hollow shell 1 the ring piston 5 is installed.

It has the cone 6, which is directed towards another conic surface 7 of the saddle 2. The ring piston 5 with the cone 6 and the saddle 2 combine into the end valve. Circulating holes 8 are made in the hollow shell 1. In the original position the body of the ring piston 5 overlaps them. The hollow rod 10 is inserted into the longitudinal channel 9 of the saddle 2 and is rigidly bound with the ring piston 5, which bears on the spring 12 via support washer 11. The radial space 13, which is formed by the body of the hollow rod 10 and the adapter 3, is constantly hydraulically connected with the radial valves 14, longitudinal channel 15 of the hollow rod 10 and saddle 2. On the lower end of the ring piston 5 the bit 16 with teeth 17 is installed. On the external side of the bit 16 a jet nozzle 18 with the annular space 19 is situated. The annular space 19 is hydraulically connected with the longitudinal channel 21 of the bit 16 via radial channels 20. On the end of the jet nozzle 18 cyclonic ports 22 are mounted. They link the annular space 19 with the medium (borehole cavity). The bit 16 is also equipped with the choke 23 that connects the longitudinal channel 21 with the borehole cavity.

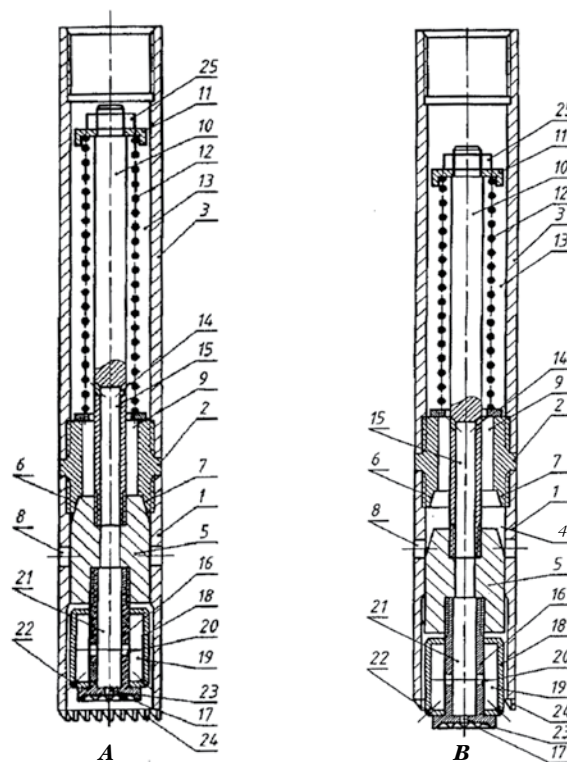
In the original position the ring piston 5 with the cone 6 are pressed by the spring 12 to the conic surface 7 of the saddle 2 with the isolation of the radial space 13 from the radial space under the saddle 2. The end face of the hollow shell 1, which is directed to the drillable surface, is equipped with teeth 24 for its destruction. The nut 25 on the upper end of the hollow rod 10 adjusts the force with which the cone 6 clamps the ring piston 5 to the conic surface 7 of the saddle 2. The upper end of the adapter 3 is equipped with the conjunctive thread, with which the unit connects to the lower end of the coiled tubing before RIH operation.

The unit described allows to perform operations with no drilling tool rotation, which is an important factor when one performs technological operations with coiled tubing string utilization. Pressure losses during the process of injection of operating fluid through the coiled tubing string may be as high as 2466–2610 psi (at well depth from 4925 ft to 9850 ft). It should be noted that the efficiency of dense plugs destruction operations with conventional nozzles utilization is decreased due to the nonuniformity of the operating fluid impact at peripheral sections. This results in creation of a hole in the central part of the plug and in consequent dissipation of jet energy. Application of this patented unit allows to substantially improve the process of plug removal thanks to mechanical and jet impact of the tangentially directed jet of operating fluid, which sinusoidally moves with respect to the tube wall during the process of jet nozzle rotation. Besides, there is a considerable increase in the speed of cement bridging destruction (conventional jet nozzles do not allow to perform such an operation).

работы без вращения рабочего инструмента, что является важным фактором при выполнении технологических операций с применением колонны гибких труб. Потери давления при прокачке по гибкой колонне труб рабочей жидкости могут достигать 17–18 МПа (при глубинах скважин 1500–3000 м). Следует отметить, что эффективность разрушения плотных пробок с применением обычных насадок снижается из-за неравномерности воздействия струи рабочей жидкости на периферийных участках. В центральной ее части образуется лунка, в которой гасится энергия струи. Применение запатентованного нами устройства позволяет существенно улучшить процесс разрушения пробки за счет механического воздействия и гидромониторного импульсного воздействия тангенциально направленной струей рабочей жидкости, совершающей синусоидальное перемещение относительно стенки трубы при вращении гидромониторной насадки. Кроме того, значительно повышается скорость разбуривания цементных мостов (обычные гидромониторные насадки не позволяют разбуривать мосты).

РАБОТА УСТРОЙСТВА

Устройство через переходник 3 подсоединяют к нижнему концу гибкой колонны труб и спускают в скважину до контакта зубьями 24 на торце полого корпуса 1 с поверхностью песчано-глинистой пробки или цементного моста. В колонну гибких труб подают рабочую жидкость (обычно применяются жидкости на водной или нефтяной основе) с заданным расходом и расчетным давлением, которая поступает в осевой канал переходника 3 и подается в кольцевой зазор 13, где через радиальные каналы 14 в теле полого штока 10 подается в осевой канал кольцевого поршня 5 и далее в осевой канал 21 коронки 16. Через радиальные отверстия 20 рабочая жидкость из осевого канала 21 коронки 16 подается в кольцевую камеру 19 гидромониторной насадки 18, которая приводится во вращение за счет реакции струй, истекающих из тангенциальных каналов 22, и воздействует на разрушаемую поверхность по всему периметру. Часть от суммарного расхода рабочей жидкости, подаваемой в гибкую колонну труб, непрерывно подается в дроссель 23 с воздействием на разрушаемую поверхность по центру. При этом суммарный расход рабочей жидкости через дроссель 23 и тангенциальные каналы 22 в гидромониторной насадке 18 принимается меньше расхода рабочей жидкости,



1 – полый корпус, 2 – седло, 3 – переходник, 4 – осевой канал, 5 – кольцевой поршень, 6 – конус, 7 – коническая поверхность седла, 8 – циркуляционные отверстия, 9 – осевой канал седла, 10 – полый шток, 11 – опорная шайба, 12 – пружина, 13 – кольцевой зазор, 14 – радиальный канал, 15 – осевой канал, 16 – коронка, 17 – зубья коронки, 18 – гидромониторная насадка, 19 – кольцевая камера, 20 – радиальные каналы, 21 – осевой канал коронки, 22 – тангенциальные каналы гидромониторной насадки, 23 – дроссель, 24 – зубья

Рисунок 1 – Гидроударное устройство

1 – hollow shell, 2 – saddle, 3 – adapter, 4 – longitudinal channel, 5 – ring piston, 6 – cone, 7 – conic surface of the saddle, 8 – circulating holes, 9 – longitudinal channel of the saddle, 10 – hollow rod, 11 – support washer, 12 – spring, 13 – radial space, 14 – radial channel, 15 – longitudinal channel, 16 – bit, 17 – bit teeth, 18 – jet nozzle, 19 – annular space, 20 – radial channels, 21 – longitudinal channel of the bit, 22 – cyclonic ports of the jet nozzle, 23 – choke, 24 – teeth

Figure 1 – Hydraulic hammer unit

UNIT OPERATION

The unit is connected to the lower end of coiled tubing string through the adapter 3 and is lowered down the wellbore up to the level when teeth 24 on the face of the hollow shell 1 reach the surface of sand-clay plug or cement bridging. Operating fluid is injected through the coiled tubing string (water-based or oil-based fluid is usually used) with the specified consumption rate and pressure. Then it goes through the longitudinal channel of adapter 3 to the radial space 13. After that it flows through radial channels 14 to the body of the hollow rod 10, gets to the longitudinal channel of the ring piston 5 and then through the longitudinal channel 21 to the bit 16. Through radial channels 20 operating fluid from the longitudinal channel 21 of the bit 16 is injected to the annular space 19 of the jet nozzle 18, which rotates due to the reaction of jets flowing out

подаваемой с поверхности по колонне гибких труб, что приводит к плавному росту перепада давления в их осевом канале. С ростом перепада давления последнее воспринимается площадью сечения кольцевого поршня 5, со стороны кольцевого зазора 13, который поджат к конической поверхности 7 седла 2 усилием сжатой пружины 12. При превышении усилия пружины 12 кольцевой поршень 5 отжимается от поверхности седла 2 и избыточное давление воспринимается кольцевым поршнем 5 по большему диаметру. Это приводит к резкому перемещению кольцевого поршня 5 вместе с коронкой 16 в направлении поверхности песчано-глинистой пробки с механическим воздействием на нее зубьями 17. При перемещении кольцевого поршня 5 в осевом канале полого корпуса 1 последний проходит циркуляционные отверстия 8 с дополнительным сжатием пружины 12, и рабочая жидкость с увеличенным расходом подается в осевой канал лифтовой колонны труб, что способствует эффективному перемещению-подъему механических частиц из скважины. Давление рабочей жидкости в осевом канале гибкой колонны труб снижается и усилием сжатой пружины 12 сборка: полый шток 10, кольцевой поршень 5 с коронкой 16 и с гидромониторной насадкой 18 перемещаются вверх относительно циркуляционных отверстий 8 полого корпуса 1 с прекращением подачи через них рабочей жидкости. Усилием сжатой пружины 12 кольцевой поршень 5 своим конусом 6 садится на коническую поверхность 7 седла 2. Давление рабочей жидкости в осевом канале гибкой колонны труб и внутри устройства плавно возрастает, и после увеличения давления до расчетного значения процесс гидромеханического воздействия на разбуриваемую поверхность повторяется.

При возвратно-поступательном перемещении кольцевого поршня 5 в сборе с коронкой 16 и вращении гидромониторной насадки 18 струя рабочей жидкости, истекающая из тангенциальных каналов 22, совершает относительно стенки лифтовой колонны труб синусоидальное перемещение, что способствует интенсификации процесса разрушения плотной песчано-глинистой пробки на периферии.

Устройство успешно применяется при работе в нефтяных скважинах. ©

of cyclonic ports 22. So operating fluid is acting on the whole perimeter of drillable surface. Some part of the operating fluid is constantly injected through the coiled tubing string into the choke 23, which provides a central impact on the drillable surface. Total consumption of the operating fluid through the choke 23 and cyclonic ports 22 of the jet nozzle 18 is less than the consumption of the operating fluid injected through the coiled tubing string, which leads to the smooth rise of differential pressure in the longitudinal channel of the string. The increase of differential pressure from the direction of radial space 13 is taken up by the sectional area of the ring piston 5, which is pressed to the conic surface 7 of the saddle 2 by the compressed spring 12. When the spring power is exceeded, the ring piston 5 is released from the surface of the saddle 2 and excess pressure is received by larger diameter of the ring piston 5. This leads to the jump of the ring piston 5 together with the bit 6 in the direction of sand-clay plug surface, which results in mechanical impact of bit teeth 17 on the plug. While moving in the longitudinal channel of the hollow shell 1, the ring piston 5 passes through circulating holes 8 and provides additional compression of the spring 12. This results in the increased consumption of the operating fluid in the production tubing string, which provides an efficient removal of mechanical particles from well. While the pressure of the operating fluid in the longitudinal channel of the coiled tubing string decreases, compressed spring 12 moves the hollow rod 10, the ring piston 5, the bit 16 and the jet nozzle 18 up with respect to circulating holes 8 of the hollow shell 1. As a result, the operating fluid supply through them stops. The ring piston 5 with the cone 6 is then pressed to the conic surface 7 of the saddle by the spring 12. The pressure of the operating fluid in the longitudinal channel of the coiled tubing string and inside the unit is smoothly increased and, after reaching the design value, the process of hydromechanical impact on the drillable surface is repeated.

Back-and-forth motion of the ring piston 5, the bit 16 and the jet nozzle 18 provides a sinusoidal movement of the operating fluid jet, coming from cyclonic ports 22, with respect to the wall of the production tubing string. This leads to intensification of the process of dense sand-clay plug destruction at the periphery.

The device is successfully used to perform operations in oil wells. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Комплексная технология проведения ремонтных работ и интенсификации притока углеводородов с применением колонны гибких труб / С. Б. Бекетов [и др.] // Нефть, газ и бизнес. М. – 2008. – №7. С. 62–66.
2. Гидроударное устройство для очистки ствола скважины от песчаной пробки / С. Б. Бекетов [и др.] // Патент РФ на изобретение №2303121 Приоритет от 18.08.2005 г.