

Проблемы предотвращения пескообразования и удаления песчаных пробок в обводняющихся газовых скважинах

Issues of Sand Production Prevention and Removal of Sand Plugs in the Watering Out Gas Wells

М.В. ЛИСТАК, Тюменский государственный нефтегазовый университет
M.V. LISTAK, Tyumen State Oil and Gas University

Известно, что появление песка на забое газовых и газоконденсатных скважин обусловлено различными причинами, связанными в основном с механическими свойствами продуктивного пласта. При падении пластового давления в процессе разработки месторождений природного газа и газового конденсата происходит подъем газовой воды (ГВК) и связанное с этим интенсивное обводнение газовых и газоконденсатных скважин.

Движение пластовых вод из продуктивного пласта к забою газовой или газоконденсатной скважины влечет за собой ускорение процессов разрушения продуктивного пласта и выноса песка на забой скважины, образования там песчаной пробки, которая перекрывает интервал перфорации скважины и препятствует движению газа или газового конденсата на дневную поверхность вплоть до полного прекращения добычи углеводородного сырья.

Причем первоначальное обводнение и разрушение продуктивного пласта происходит, как утверждают А.В. Кустышев и М.Г. Гейхман, до начала подъема ГВК за счет подтягивания конуса подошвенных вод к забою. Для нормальной

It is well known that appearance of sand at the bottomhole of gas and gas-condensate wells is stipulated by different reasons related mainly to mechanical properties of the producing formation. When the reservoir pressure drops in the course of gas or gas condensate production, the gas-water contact rises leading to intensive watering out of gas and gas-condensate wells.

Motion of reservoir waters from the productive reservoir towards the bottomhole of a gas or gas-condensate well results in acceleration of the destructive processes within the formation, production of sand in the bottomhole zone, formation of a sand plug that blocks the perforation of the well and prevents the flow of gas or gas condensate to the surface up to full cessation of hydrocarbon production.

Moreover, the initial watering out and destruction of the productive reservoir takes place, as A.V. Kustyshev and M.G. Geihman state, even before the gas-water contact starts to rise due to coning of bottom waters closer to the bottomhole. It is necessary to remove the sand plug to ensure normal operation of a gas or gas-condensate well. Well flushing method is widely used to remove sand plugs [1].

эксплуатации газовой или газоконденсатной скважины песчаную пробку следует удалить. В практике ремонтных работ широко применяются способы удаления песчаных пробок путем промывки скважины [1].

В последние годы все большее распространение получают способы промывки песчаных пробок с помощью гибкой трубы колтюбинговой установки [2, 3]. Однако чем ниже пластовое давление, тем труднее осуществить промывку и удаление этой пробки из скважины без повторного загрязнения продуктивного пласта промывочными растворами и пенными системами. Кроме того, если не устранить причину проявления песка в газовой или газоконденсатной скважине, песчаные пробки будут вновь и вновь образовываться.

На месторождениях России широко распространены технологии удаления песчаных пробок с помощью колтюбинговых технологий [1, 2, 4]. Одной из таких технологий является промывка песчаной пробки в обводняющей скважине, включающая монтаж колтюбинговой установки, установку противовыбросового и насосного оборудования, эжектора, спуск в скважину гибкой трубы, приготовление промывочной пенообразующей жидкости и промывку скважины в зоне образования песчаной пробки [2].

Недостатком этой технологии является то, что она не приспособлена для применения в обводняющихся газовых и газоконденсатных скважинах с низкими пластовыми давлениями.

Другой технологией является промывка песчаной пробки и предотвращения пескообразования в обводняющейся скважине. Она включает в себя монтаж колтюбинговой установки, установку противовыбросового и насосного оборудования, эжектора, спуск в скважину гибкой трубы, приготовление промывочной пенообразующей жидкости и промывку скважины в зоне образования песчаной пробки [4].

Недостатком этой технологии является то, что она не приспособлена для применения в обводняющихся газовых и газоконденсатных скважинах с низкими пластовыми давлениями, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород (ММП). Она не обеспечивает устранение причин появления песка на забое скважины.

Поэтому перед исследователями стоит задача – повышение надежности промывки и эффективности удаления песчаной пробки в обводняющихся газовых и газоконденсатных

Over the recent years sand plug removal with the use of coiled tubing becomes more and more widespread [2, 3]. However, the lower the reservoir pressure is the more difficult is to remove the sand plug without recontamination of the productive reservoir with washing solutions and foam systems. Besides, if you do not eliminate the cause of sand production in a gas or gas condensate well, the sand plugs will appear again and again.

Sand plug removal with the use of coiled tubing technologies is widespread in Russia [1, 2, 4]. One of such technologies is sand plug washing in a watering out well, including installation of a coiled tubing unit, installation of the blowout preventer, pumping equipment and ejector, running coiled tube into the well, preparation of the washing foam-forming liquid and washing the well in the sand plug area [2].

The main shortcoming of this technology is that it is not suited for usage in watering out gas and gas-condensate wells with low reservoir pressures.

Another technology is sand plug washing and prevention of sand production in the watering out well. This technology includes installation of the coiled tubing unit, installation of the blowout preventer, pumping equipment and ejector, running coiled tube into the well, preparation of the washing foam-forming liquid and washing the well in the sand plug area [4].

The shortcoming of this technology is that it is not suited for usage in watering out gas and gas-condensate wells with low reservoir pressures located in permanently frozen rocks. It does not ensure elimination of the cause of sand production at the bottomhole.

That is why the scientists have a task – to increase the reliability of well washing and efficiency of sand plug removal in watering out gas and gas-condensate wells with low reservoir pressures, located in permanently frozen rocks, and to eliminate the causes of sand production at the bottomhole.

We propose a technology that allows efficiently removing sand plugs and fixing the bottomhole formation zone in the gas and gas-condensate wells watering out due to coning of the bottom waters in the context of low reservoir pressures.

Another technology [5] includes installation of coiled tubing unit, blowout preventer and pumping equipment on the wellhead, wellhead piping. In contrast to well known technologies [2, 4] the sand plug washing is done only to the lower perforation holes leaving a sand plug at the bottomhole.

After that a water-insulating composition is pumped into the perforation interval. Usually we

скважинах с низкими пластовыми давлениями, расположенных в зоне ММП, а также устранение причин появления песка на забое.

Нами предлагается технология, позволяющая эффективно удалять песчаную пробку и надежно закреплять призабойную зону пласта (ПЗП) в обводняющихся за счет подтягивания водяного конуса к забою газовых и газоконденсатных скважинах в условиях низких пластовых давлений.

Технология [5] включает последовательное проведение технологических операций по монтажу на устье скважины колтюбинговой установки, установке противовыбросового и насосного оборудования, обвязке устья трубопроводами. В отличие от известных технологий [2, 4] промывку песчаной пробки проводят только до нижних отверстий интервала перфорации, оставляя на забое песчаную пробку.

После этого в интервал перфорации закачивают водоизолирующую композицию. Обычно используют состав на основе поливинилового спирта. Образовавшийся водоизоляционный экран оттесняет воду от забоя в глубину пласта по радиусу.

Затем в интервал перфорации закачивают герметизирующий состав (полиакриламидную смолу), закрепляющий породу. После затвердения герметизирующего состава прискважинную зону пласта обрабатывают пенокислотным составом, а затем скважину осваивают.

Данная технология прошла апробацию на Вынгатуровском газовом месторождении. Результаты положительные. Удалось предотвратить дальнейшее образование песчаной пробки. Межремонтный период (3 месяца) пройден. Скважина работает без пробки 6 месяцев. Послеремонтный дебит восстановился спустя 2 месяца. В настоящее время он составляет 1,3 от доремонтного дебита. По-видимому, закачивание водоизолирующей композиции и создание водоизолирующего экрана позволило оттеснить ГВК от забоя скважины в глубину пласта, а закачивание герметизирующего состава способствовало некоторому снижению разрушения горных пород. Применение пенокислотной обработки позволило быстрее очистить прискважинную зону от кольятантов и вывести скважину на проектный дебит. Однако сокращения продолжительности и стоимости ремонтных работ, к сожалению, достичь не удалось. ☉

use a composition based on polyvinyl alcohol. The formed waterproof screen radially pushes the water from the bollomhole to the depth of reservoir.

After that a sealing compound (polyacrylamid resin) is injected into the perforation interval to fix the rock. After the sealing compound hardens the wellbore formation zone is treated with foam-acid compound, then the well is completed.

This technology was tested at the Vyngapurovskoye gas field. The testing results are positive. We managed to prevent further development of a sand plug. Time between workovers (3 months) has passed. The well has been operating without the plug for 6 months. Post-workover flow rate restored after 2 months. Currently, well flow rate is 1.3 of the pre-workover flow rate. Apparently, water-insulating compound injection and creation of the waterproof screen allowed pushing the gas-water contact from the bottomhole to the depth of the formation, and sealing compound injection helped to reduce rock destruction processes. Foam-acid treatment allowed removing bridging agents from the borehole area and bringing the well to the forecasted flow rate. However, unfortunately, we did not manage to reduce the duration and the cost of the workover operations. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Булатов, А. И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2008. – 310 с.
2. Гейхман, М. Г. Проблемы и перспективы колтюбинговых установок в газодобывающей отрасли: Обз.инф. / М. Г. Гейхман [и др.] – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007.
3. Нифантов, В. И. Эффективность ремонта газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений / В. И. Нифантов [и др.] // Обз. информ. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 65 с.
4. Кустышев, А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
5. Пат. 2342518 РФ. Способ промывки песчаной пробки и предотвращения пескования в обводняющейся скважине / А.В. Кустышев, М.В. Листак, Н.Д. Дубровский и др. (РФ). – № 2007110871, Заяв. 23.03.07; Оpubл. 27.12.08, Бюл. № 36.