

Очистки забоев нефтяных скважин после гидроразрыва пласта от пропантовых пробок с использованием гибких труб

Post-Fracture Bottom Hole Cleaning from Proppant Plugs Using Coiled Tubing

В.В. ДМИТРУК, С.Н. РАХИМОВ, ООО «Газпром подземремонт Уренгой»; Д.А. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»; В.Н. НИКИФОРОВ, ООО «МЕГА»

V.V. DMITRUK, S.N. RAKHIMOV, Gazprom Podzemremont Urengoy; D.A. KUSTYSHEV, TyumenNIIGiprogas; V.N. NIKIFOROV, MEGA

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение находится на заключительной стадии разработки, характеризующейся истощением продуктивных пластов и падением пластовых давлений [1, 2].

Для стабилизации добычи углеводородного сырья на Уренгойском месторождении интенсификацию притока осуществляют методом гидравлического разрыва пласта. Гидроразрыв пласта проводится на газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах Большого Уренгоя, в которых после завершения работ основной проблемой становится необходимость качественной нормализации забоя, то есть освобождения ствола скважины от пропантовой пробки. В соответствии с принятой на Уренгойском месторождении технологией работ гидроразрыв проводится преимущественно с «недопродавкой» проппанта в пласт, иными словами, с оставлением проппанта в интервале перфорации скважины и выше него [3]. Особую сложность представляют собой работы по нормализации забоев в нефтяных скважинах, находящихся на периферии месторождения, в так называемых нефтяных оторочках. Пластовой энергии здесь значительно меньше, нежели в центральных областях, в которых размещаются газовые и газоконденсатные скважины.

В таких непростых геолого-технических условиях от выбора технологии очистки забоя нефтяных скважин и качественного ее исполнения во многом зависит эффект от проведенного гидроразрыва. Помимо этого, от качественной промывки нефтяной скважины зависит своевременный (плановый) или преждевременный выход из строя внутрискважинного оборудования, в особенности электроцентробежных насосов.

На месторождении нормализация забоя нефтяных скважин осуществляется одним из четырех методов [4]:

- нормализация забоя разбуриванием пропантовой пробки с помощью

Urengoy oil-gas condensate field is at the final development stage characterized by reservoir depletion and reservoir pressure decline [1, 2].

To stabilize the production of raw hydrocarbons at Urengoy field it is stimulated by using hydraulic fracturing. Hydraulic fracturing is performed at gas, gas condensate and oil wells in Bolshoi Urengoy, where upon the completion of works it becomes necessary to ensure good bottom hole cleaning, i.e. to remove the proppant plug from the well bore. In accordance with the operating procedures adopted at Urengoy filed, the hydraulic fracturing is carried out predominantly by underflashing the proppant into the formation; in other words by leaving the proppant in the perforation interval and above it [3]. Bottom hole cleaning in oil wells located at the margins of the field – at so-called oil rims – present special difficulties. There is considerably less reservoir energy here than in the central areas where gas and gas-condensate wells are located.

In such challenging geotechnical conditions the choice of the bottom hole cleaning technique and its efficient implementation greatly influence the outcome of the hydraulic fracturing. In addition to that, good flushing of the oil well can have an impact on timely (scheduled) or premature putting out of operation of the downhole equipment, and centrifugal pumps in particular.

В соответствии с принятой на Уренгойском месторождении технологией работ гидроразрыв проводится преимущественно с «недопродавкой» проппанта в пласт, иными словами, с оставлением проппанта в интервале перфорации скважины и выше него.

In accordance with the operating procedures adopted at Urengoy filed, the hydraulic fracturing is carried out predominantly by underflashing the proppant into the formation; in other words by leaving the proppant in the perforation interval and above it.



- компоновок фрезерного инструмента;
- вымывание пропантовой пробки циркуляцией жидкости глушения;
- нормализация забоя с помощью

компоновок гидровакуумных желонок;

- нормализация забоя с применением гибкой трубы с колтюбинговых установок различной грузоподъемности.

Первые два метода применимы при достаточно высоких пластовых давлениях (обеспечивающих исключение явления поглощения в скважине), чаще всего в газовых или газоконденсатных скважинах. В связи с продолжающимся падением пластового давления, когда кольматация вновь созданной трещины разрыва в процессе фрезерования или циркуляции жидкости глушения недопустима, так как это неизбежно ведет к снижению либо полной потере эффекта от гидравлического разрыва пласта, наибольшее

При проведении гидравлического разрыва пласта в процессе задавливания в трещину разрыва последних пачек пропантовой композиции используется обрезиненный пропант с целью более качественного закрепления трещины разрыва в пласте и недопущения в будущем разрушения ее структуры.

When the last proppant slugs are squeezed into the post-frac fracture a rubberized proppant is used to ensure better fracture propping and to avoid its structural damage in future.

распространение получили два последних метода очистки скважины от пропантовой пробки.

Нормализация забоя с помощью компоновок с гидровакуумными желонками преимущественно проводится на нефтяных скважинах [5], а на газоконденсатных – с помощью компоновок, спускаемых на гибкой трубе [6]. Применение компоновок на гибкой трубе связано, прежде всего, с проведением гидроразрыва пласта в скважинах, оборудуемых по протекторной схеме, когда внутренняя полость фонтанной арматуры перекрывается защитным протектором [7].

Как правило, на заключительной стадии проведения гидравлического разрыва пласта происходит уплотнение пропантовой пробки, образование на стенке скважины «корки» повышенной плотности. Кроме того, при проведении гидравлического разрыва пласта в процессе задавливания в трещину разрыва последних пачек пропантовой композиции используется обрезиненный пропант с целью более качественного закрепления трещины разрыва в пласте и недопущения в будущем разрушения ее структуры. Таким образом, нахождение пропантовой пробки в уплотненном состоянии при одновременном нахождении в ее составе обрезиненного материала создает значительные трудности для разрушения такой пробки и последующей транспортировки разрушенных частиц на дневную поверхность [8]. ▶

In the field, bottom hole cleaning can be carried out using one of the following 4 methods [4]:

- bottom hole cleaning by drilling out the proppant plug using milling tool arrays;
- washing-out of the proppant plug by circulating the well killing fluid;
- bottom hole cleaning using hydrostatic bailer arrays;
- bottom hole cleaning using coiled tubing units with various hoisting capacities.

The first two methods are applied in case of fairly high reservoir pressures (preventing lost circulation), most often in gas or gas-condensate wells. Due to the continuous reservoir pressure decline when clogging of the newly created fracture during milling or circulation of the well killing fluid is not acceptable, because it inevitably leads to the reduction or total loss of the hydraulic fracturing effect; the last two methods of bottom hole cleaning from the proppant plug has become most widely spread.

Bottom hole cleaning using hydrostatic bailer arrays is mainly performed at oil wells [5], and coiled tubing-based arrays are used at gas-condensate fields [6]. Coiled tubing-based arrays are used due to hydraulic fracturing being performed in protector-type wells when the X-mass tree cavity is covered by the protector [7].

As a rule, at the final stage of hydraulic fracturing the proppant plug is compacted and a high-density cake is formed at the wellbore wall. In

addition, when the last proppant slugs are squeezed into the post-frac fracture a rubberized proppant is used to ensure better fracture propping and to avoid its structural damage in future. Therefore, due to the proppant plug being in a compacted state and at the same time containing rubberized materials the breaking of such plug and the subsequent transportation of the broken pieces to the daylight surface is associated with significant difficulties [8].

That's why running the hydrostatic bailer array in and out of the hole after the hydraulic fracturing does not always bring positive outcome – the bailer comes out empty and there's no visible descent of the tool. To avoid no-load running of the tool during bottom hole cleaning it is necessary to mill the proppant cake beforehand with the subsequent removal of the proppant with the hydrostatic bailer which increases the duration and costs of the works [9, 10].

To eliminate failures of hydrostatic bailer arrays in oil wells coiled tubing arrays are used. The use of such arrays despite their complexity and lower efficiency in oil wells compared to hydrostatic bailer arrays ensures nevertheless lower likelihood of tool jamming, allows using less process fluid, prevents loss of well-killing fluid circulation and ensures best preservation of residual permeability of the fracture.

The bottom hole cleaning operation to remove the proppant using a coiled tubing unit is usually performed in one round trip. But at the same time proppant flushing at gas and gas-condensate wells ▶

Именно поэтому спуск-подъем компоновки с гидровакуумной желонкой после завершения гидроразрыва не всегда приносит положительный результат, желонка приходит пустой, видимого хода инструмента вниз нет. Для исключения в работах явления «холостого хода» инструмента при очистке забоя приходится предварительно разрыхлять корку проппанта фрезом с последующим извлечением проппанта гидровакуумной желонкой, а это ведет к увеличению продолжительности и стоимости работ [9, 10].

Для устранения отказов компоновок с гидровакуумной желонкой в нефтяных скважинах была применена компоновка на гибкой трубе. Применение такой компоновки, несмотря на ее сложность и более низкую эффективность в нефтяных скважинах, нежели у компоновки с гидровакуумной желонкой, обеспечивает тем не менее более низкую вероятность заклинивания инструмента, позволяет использовать меньшее количество технологической жидкости, предотвращает поглощение жидкости глушения, обеспечивает максимальное сохранение остаточной проницаемости трещины после гидравлического разрыва пласта.

Операция по очистке забоя от проппанта с помощью колтюбинговой установки, как правило, проводится за один спуско-подъем гибкой трубой. Но при этом технология вымывания проппанта на газовых и газоконденсатных скважинах отличается от технологии, применяемой для аналогичных целей на нефтяных скважинах. Данное отличие связано с возможностью газовых и газоконденсатных скважин создавать дополнительную энергию выноса за счет выхода скважины на самостоятельный режим работы после вскрытия продуктивного пласта и возбуждения скважины. Поэтому на этих скважинах вымывание проппантовой пробки проводится закачиванием в гибкую трубу азотно-воздушной смеси с пенообразующей жидкостью с помощью одной компрессорной установки типа СДА-20/251 и цементировочного агрегата.

На нефтяных скважинах использование технологии очистки забоя с помощью колтюбинговых установок проводится только после получения отрицательного результата от применения традиционных методов нормализации забоя. Причиной исключительного применения является невозможность создания в нефтяной скважине дополнительной энергии выноса и транспортировки проппанта на дневную поверхность. Для проведения операции по вымыванию проппанта требуется значительный парк компрессорной техники и налаженная его работа. В частности, дополнительным условием

Вымывание проппантовой пробки проводится закачиванием в гибкую трубу азотно-воздушной смеси с пенообразующей жидкостью с помощью одной компрессорной установки и цементировочного агрегата.

Flushing of the proppant plug is carried out by injecting a mixture of nitrogen and air with foam-forming liquid into the coiled tubing using one compressor unit and a cementing unit.

differs from the technique used for similar purposes at oil wells. This difference is due to the capability of gas and gas-condensate wells to create additional carryover energy on account of bringing the well to independent production after drilling-in and well stimulation. That is why at those wells, flushing of the proppant plug is carried out by injecting a mixture of nitrogen and air with foam-forming liquid into the coiled tubing using one SDA-20/251-type compressor unit and a cementing unit.

At oil wells, coiled tubing-assisted bottom hole cleaning is performed only after negative outcome of using conventional bottom hole cleaning techniques. The reason for its exclusive use lies in the impossibility to create additional carryover energy at the oil well and to transport the proppant to the daylight surface. Performance of the proppant flushing operation requires a large pool of compressing machinery and its smooth running. Additionally, to ensure good carryover of the proppant an uninterrupted supply of the mixture of nitrogen and air into the annular space is necessary throughout the whole process. That is why the ascending velocity of the proppant particles in the oil well is calculated based on a 1.5–2-fold excess ratio of the settling rate of the largest proppant particles and not on an equal ratio as in the case of a gas or gas-condensate well.

For example, during bottom hole cleaning in the oil well No.6614 at Urengoy field to ensure better injection rate two gas injection units were used at the same time to supply gas into the annular space and two SDA-20/251-type compressor units were used to supply the nitrogen-air mix into the coiled tubing (see Figure 1).

Нормализация забоя нефтяных скважин с колтюбинговой установкой
Bottomhole cleaning using coiled tubing

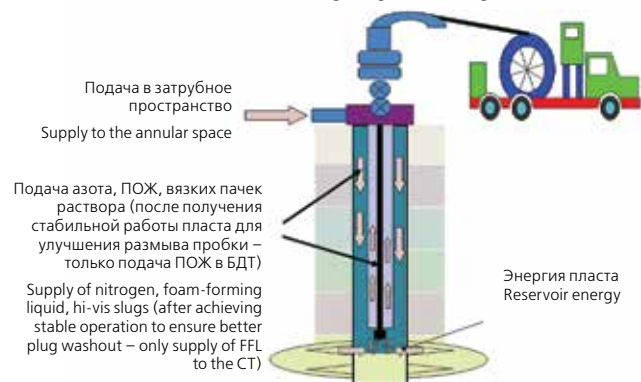


Рисунок 1 – Технологическая схема очистки забоя нефтяной скважины от проппанта с помощью компоновки с гибкой трубой

Figure 1 – Process flow diagram of coiled tubing-assisted bottom hole cleaning to remove the proppant from the well



для качественного выноса проппанта является необходимость постоянной подачи в затрубное пространство азотно-воздушной смеси в течение

всего технологического процесса. Поэтому расчет восходящей скорости частиц проппанта в нефтяной скважине проводится из соотношения полутора-двукратного превышения скорости оседания наиболее крупных частиц проппанта, а не в равном соотношении, как в газовой или газоконденсатной скважине.

Например, при восстановлении забоя на нефтяной скважине № 6614 Уренгойского месторождения для создания большой производительности закачки одновременно были использованы две установки нагнетания газа для подачи газа в затрубное пространство и две компрессорные установки типа СДА-20/251 для подачи азотно-воздушной смеси в гибкую трубу (рис. 1).

При этом с помощью цементировочного агрегата осуществлялась постоянная подача пенообразующей жидкости с периодическим прокачиванием вязких пачек раствора. Весь процесс проведения работ сопровождался постоянным расхаживанием компоновки гибкой трубы в скважине для предупреждения заклинивания инструмента и повышения эффективности промывки забоя.

Также следует отметить, что при производстве работ по восстановлению забоя на нефтяных скважинах с помощью колтюбинговой установки необходимы дополнительные затраты времени и ресурсов на обвязку скважины, устройство временной факельной линии и обваловки скважины. С учетом мобилизации колтюбингового звена для очистки забоя нефтяной скважины и привлечения значительных ресурсов компрессорного парка проведение работ данным способом в настоящее время является более затратным, нежели с использованием компоновки с гидровакуумной желонкой.

Вывод. На нефтяных скважинах Уренгойского месторождения широкое применение нашли только два способа проведения работ по нормализации забоя после гидравлического разрыва пласта – с помощью компоновок, оборудованных гидровакуумными желонками, и компоновок, спускаемых на гибкой трубе с колтюбинговых установок. Причем компоновка с гибкой трубой применяется при получении отрицательного результата от проведения традиционных методов нормализации забоя.

В перспективе, с внедрением комплексов криогенных установок, применение технологии восстановления забоя с помощью колтюбинговых установок будет находить все более широкое применение на скважинах Уренгойского месторождения, тем более, если удастся решить вопрос о подвеске гидровакуумной желонки на гибкой трубе колтюбинговой установки. ☉

Meanwhile a cementing unit is used to ensure uninterrupted supply of foam-forming liquid with periodic squeezing of hi-vis slugs. The whole process is accompanied by continuous reciprocating of the coiled tubing array in the well to prevent tool jamming and to increase the efficiency of bottom hole cleaning.

It should also be noted that during coiled tubing-assisted bottom hole cleaning operations additional time and resources are required for hookup, setting up of a temporary flare line and banking. Taking into consideration the mobilization of the coiled tubing unit and the considerable resources of the compressing machinery pool, this technique at present is more costly than using a hydrostatic bailer array.

Conclusion. At the oil wells of Urengoy field only two post-frac bottom-hole cleaning techniques has become widely spread – hydrostatic bailer arrays and arrays lowered in the hole using coiled tubing. Notably coiled tubing arrays are used after the negative outcome of conventional bottom hole cleaning techniques.

In future with the introduction of cryogenic systems the use of the coiled tubing-assisted bottom hole cleaning technique will become more and more widely spread at the wells of Urengoy field and even more so if a solution is found to the issue of hanging the hydrostatic bailer onto coiled tubing. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев [и др.]. – М.: Недра, 1998. – 479 с.
2. Тер-Сакисов Р.М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов / Р.М. Тер-Сакисов [и др.]. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 407 с.
3. Зинченко И.А. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока на газоконденсатных скважинах Ямбургского месторождения и перспективы применения метода в процессе дальнейшего освоения залежей / И.А. Зинченко [и др.]. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 118 с.
4. Дмитрук В.В. Особенности очистки забоев скважин после гидроразрыва пласта от проппантовых пробок / В.В. Дмитрук [и др.]. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 3. – С. 47–52.
5. Амиров А.Д. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин / А.Д. Амиров [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
6. Гейхман М.Г. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли / М.Г. Гейхман [и др.] // Обз. информ. Сер.: Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 112 с.
7. Патент 2306412 РФ. Е 21 В 43/26. Способ гидравлического разрыва пласта газовой скважины / А.В. Кустышев [и др.]. Патент России № 2005140129. Заяв. 21.12.05; Опубл. 20.09.07. Бюл. № 26.
8. Обиднов В.Б. Особенности удаления проппантовой пробки после завершения гидравлического разрыва пласта в газоконденсатной скважине / В.Б. Обиднов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – № 2. – С. 48–51.
9. Кустышев А.В. Справочная книга по аварийно-восстановительным работам в нефтяных и газовых скважинах / А.В. Кустышев [и др.] (под ред. Г.П. Зозули). – Тюмень: Вектор Бук, 2011. – 464 с.
10. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспло», 2010. – 255 с.