

ВНИМАНИЕ! СУПЕРНОВИНКА!

ATTENTION! SUPERNOVELTY!

Управляемый с поверхности скважины гидравлический разрыв пласта с помощью колтюбинга

Coiled Tubing-Assisted Surface-Controlled Hydraulic Fracturing

Технология

Предлагаемая технология ГРП позволит повысить доходность нефтегазовых компаний, как отечественных, так и зарубежных, и покрыть денежные расходы, связанные с использованием данного дорогостоящего способа интенсификации скважин и пластов.

Технология носит отраслевой характер и позволяет в значительной степени усовершенствовать излюбленный специалистами способ повышения производительности нефтяных и газовых скважин и тем самым увеличить нефте- и газоотдачу пластовой системы в целом.

Технология разработана в ООО «Юг-Нефтегаз». Авторы: заместитель директора по науке и технике, доктор технических наук, профессор **Ю.А. Балакиров**, главный инженер-технолог **П.И. Тобольченко**, супервайзер нефтегазовых процессов **В.Н. Бровчук**.

Алгоритм проведения процессов при управляемом с поверхности гидравлическом разрыве пласта

1. Выбор скважин производится путем тщательного анализа работы действующих нефтяных и газовых скважин с акцентированием малодебитных по нефти и газу скважин, принимая при этом во внимание обводненность продукции скважин, тенденции к преобразованию и другие негативные последствия.
2. Выбранные скважины должны быть расположены от ВНК до ГНК на расстоянии более 500–800 м для избежания обводненности и загазованности из-за возможного прорыва в зону водонефтяного контакта и газовой шапки пластовой системы.
3. Выбранные скважины должны быть сертифицированы индикаторными диаграммами и кривыми восстановления

Technology

The proposed hydraulic fracturing technique will allow increasing the earning capacity of oil and gas producing companies, both domestic and foreign, and covering the costs associated with the use of such an expensive method of well stimulation.

The technique is industry-based and will render it possible to considerably improve the method of increasing the productive capacity of oil and gas wells favored by specialists and therefore to increase the oil and gas recovery on the whole.

The technique was developed in **Yug-Neftegaz Private Limited** by prof. **Yu.A. Balakirov**, Deputy Director for Science and Technologies, Doctor of Engineering; **P.I. Tobolchenko**, chief process engineer; and **V.N. Brovchuk**, oil and gas process supervisor.

Process algorithm for surface-controlled hydraulic fracturing

1. The wells are selected by carefully analyzing the operation of the active oil and gas wells with the focus on wells with low oil and gas production rates with account for water-cut, tendency towards transformation and other adverse impacts.
2. The selected wells should be located at a distance over 500–800 m from OWC to GOC to avoid water cut and gas contamination caused by potential breakthrough into the oil-water contact zone and a gas cap in the formation system.
3. The selected wells should be certified with IPR curves and PBU curves to determine the well deliverability (with obligatory identification of the skin factor) in case of steady and unsteady inlux of fluids.
4. The production strings of the selected wells should be airtight and, if necessary, withhold

давления для определения продуктивности скважин (с обязательным определением скин-фактора) в случае стационарного и нестационарного притоков флюидов из пласта в скважину.

4. Эксплуатационные колонны выбранных скважин должны быть герметичными и выдерживать при необходимости опресовочное давление, а также должны быть оборудованы противовыбросовыми превенторами.
5. Желательно до начала гидравлического разрыва провести гамма-нейтронный каротаж, чтобы быть уверенными в исправности интервала перфорации и в его работоспособности.
6. Проводится гидравлический разрыв пласта по стандартной технологии с закрепителем трещины.
7. В качестве закрепителя используется взамен существующего проппанта кварцевый отсортированный песок с размерами частичек песка от 0,5 мм до 1,0 мм, с частичками железа такого же диаметра. Лучше использовать готовый реагент для бурения скважин – гематит – реагент с оксидом железа (Fe_2O_3).

Замена проппанта кварцевым песком позволяет более благополучно расположить частички песка-закрепителя в объеме трещины без выхода за пределы ее створок, создавая тем самым условия для накопления и складирования закрепителя на забое скважины.

Отметим, что существующие размеры проппанта, который состоит из глинозема (оксида алюминия), оказываются слишком большими по сравнению с размерами образованной трещины (0,5 до 1,5 мм), вследствие чего нередко после ГРП приходится промывать скважину, чтобы вынести на поверхности «упавшие» на забой скважины уплотненные шарики закрепителя.

В предлагаемом случае закрепитель на базе смеси кварцевых песчинок различного диаметра с магнитоактивными веществами позволит под действием давления и магнитного поля, создаваемого с помощью магнитного генератора и колтюбинга, благополучно расположить и укрепить частички песка и магнитоактивных веществ в створке трещины, варьируя размеры образованной после ГРП трещины с поверхности.

8. На гибкой трубе спускается магнитный генератор [1] мощностью 110–120 тысяч А/м.

Варьируя глубину спущенного в скважину магнитного генератора, можно изменять размеры трещины и «оживлять» кварцевый песок и магнитоактивные вещества, уплотняя их внутри створок трещины.

Таким образом, створки образовавшейся трещины начнут «дышать», словно морская губка, и расширять или суживать ее размеры. ☉

proof-test pressure as well as be equipped with blow-out preventers.

5. Before hydraulic fracturing it is recommended to perform gamma-neutron logging to make sure the perforation interval is accurate and functional.
6. Hydraulic fracturing is then carried out according to standard practice using a propping agent.
7. Instead of the existing proppant, silica graded sand with a grain size from 0.5 mm to 1.0 mm along with iron grains of the same diameter is used as a propping agent. It is better to use the ready-made reagent for well drilling – hematite – a reagent with iron oxide (Fe_2O_3).

Substitution of the proppant with silica sand will ensure better placement of propping sand grains in the fracture without going beyond its 'folds' and therefore creating the necessary conditions for accumulation and piling of the propping agent at the bottom hole.

We should note that the current size of the proppant which consists of alumina (aluminum oxide) is found to be too large compared to the size of the fracture (0.5 to 1.5 mm) often resulting in the necessity of the post-frac flushing of the well to bring up to the surface the compacted propping grains that 'fell' to the bottom hole.

The suggested propping agent based on the mixture of silica sand grains of various size and magnetic substances will make it possible – under pressure and the effect of the magnetic field created using the magnetic generator and coiled tubing – to successfully place and secure the sand and magnetic substance grains in the 'fold' of the fracture controlling the size of the post-frac fracture from the surface.

8. The magnetic generator [1] with a capacity of 110 to 120 thousand A/m is then lowered using coiled tubing.

By varying the depth of the magnetic generator lowered into the well you can change the size of the fracture and 'galvanize' the silica sand and magnetic substances compacting the within the folds of the fracture.

Thus, the folds of the fracture will start 'breathing' and like a sea sponge will expand or contract its size. ☉

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Балакиров Ю.А., Светлицкий В.М. *Технико-технологические основы магнитоизоляционных работ в скважинах.* – Киев, 1989.