

ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

EFFECTIVE TECHNOLOGY FOR BEHIND-THE-CASING FLOWS ELIMINATION IN OIL AND GAS WELLS

И.Б. БУРКИНСКИЙ, к. э. н., магистр по добыче нефти и газа, председатель общества; Ю.А. БАЛАКИРОВ, профессор, академик, зам. директора по науке и технике; В.Н. БРОВЧУК, супервайзер нефтегазопромысловых процессов; Я.М. БОЙКО, инженер-технолог; ООО «Юг-Нефтегаз»

I. BURKINSKIY, Ph.D., Oil and Gas Production Master, Chairman; Yu. BALAKIROV, Professor, Academy Fellow, Deputy Director, Science and Technology; V. BROVCHUK, Supervisor, Oil and Gas Field Processes; Ya. BOYKO, Process Engineer, Yug-Neftegaz, LLC

В призабойной зоне скважины происходят различные противоречивые физико-химические явления, такие как депрессия – приток из пласта флюида в скважину, и наоборот, репрессия – отток пластовой жидкости обратно.

В зависимости от соотношения долей нефти и газа в нефтегазовом потоке за счет эффекта Джоуля-Томпсона (или дросселирования) температура пластовой жидкости может резко измениться по сравнению с первоначальной температурой в залежи. Может произойти и множество других явлений, которые повлияют на производительность скважины и в целом на нефтеотдачу месторождения. Также в процессе выработки нефтегазового коллектора могут наблюдаться различные физико-химические явления, отчего коэффициент нефтеотдачи и в целом выработка коллектора составляет не более 2–3% (по современным меркам).

Это значит, что в пласте остается большое количество углеводородов в неподвижном состоянии.

Первоначальное представление специалистов относительно причин возникновения заколонных перетоков было связано с разрушением крепи скважины за эксплуатационной колонной, т.е. цементного кольца, стягивающего колонну обсадных труб.

Однако позже появилось много фактического материала, когда скважины из-за катастрофического обводнения теряли свою производительность при наличии герметически абсолютно нормального состояния цементного кольца за обсадной колонной.

И тогда специалисты на основе геофизических исследований доказали, что обводнение скважины происходит в основном вследствие притока воды через интервал перфорации.

The bottomhole zone of a well is a place where a number of contradictive physical-chemical phenomena occur. Among such phenomena one can find underbalance – a flow of formation fluid into a wellbore, as well as overbalance – a flow of wellbore fluid back into formation.

Depending on the oil/gas ratio of the flow, the formation fluid temperature can change dramatically in comparison with the original formation temperature due to the Joule-Thompson effect (throttling). A variety of other phenomena may take place in a well. Many of them can affect the production capacity of the well and even of the whole field. Oil and gas recovery process may be accompanied by different physical-chemical phenomena that can decrease the oil/gas recovery factor down to only 2–3% (according to present-day measures).

In that case, the formation will contain a large volume of hydrocarbons holding immobile.

The original opinion of different specialists about the reasons of behind-the-casing flows occurrence was the following. Such flows were considered to be due to the damage of cement sheath that surrounds the casing string.

However, a large number of cases when wells had pressure-tight cement sheath around the casing string and still had a devastating water influx, made the specialists to change their minds.

On the basis of geophysical surveys the specialists proved that the main zone of water influx was situated near the perforation interval. In particular, this fact was proved by NGDU Ahtyrka neftegas working at Eugenjenskoe gas condensate field. In order to perform water shutoff operation at one of the wells, the crew

Это было наглядно доказано на Евгеньском газоконденсатном месторождении в НГДУ «Ахтырка нефтегаз», где для ликвидации обводнения пришлось полностью изолировать интервал перфорации и заново раскрыть перфорационные отверстия ниже старого интервала, и только после этого представилось возможным возобновить дебит скважины, работающей по сей день.

Для создания технологических отверстий предлагается использовать гидропескоструйный перфоратор, спущенный на гибкой трубе колтюбинговой установки (КУ), показанной на рис. 1 и 2. Перед гидропескоструйной перфорацией (ГПП) производятся подготовительные работы, которые включают очистку устья скважины; заезд, подгонку и монтаж КУ; оборудование устья скважины с установкой ПВО, лубризатора и инжектора.

Перед выполнением работ по созданию технологических отверстий проводится расчет параметров резки. Расчет на основе параметров скважины и эксплуатационной колонны определяются гидравлические сопротивления, расход технологической жидкости, рабочие давления, время резки, диаметр и количество насадок на гидропескоструйном перфораторе.

В лубризаторе собирают компоновку низа колонны (КНК), которая включает: насадку, обратный клапан, перфоратор, механический разъединитель. Элементы компоновки имеют диаметр 54 мм, применяемая гибкая труба – диаметр 38 мм. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн для вскрытия данной компоновкой – 89, 102, 114 мм. Для эксплуатационных колонн большего диаметра рекомендуется использовать гидропескоструйный перфоратор диаметром от 73 мм. Данная КНК спускается в скважину и устанавливается на необходимой глубине с учетом удлинения гибкой трубы от давления в процессе резки и собственного веса. Производится расстановка спецтехники (блендер, насосные агрегаты), обвязка устья скважины нагнетательными и реверсивными линиями и опрессовка оборудования и трубопроводов на 1,5-кратное давление от ожидаемого рабочего давления. Приготовление технологической жидкости – песконосителя – производят непосредственно перед выполнением работ по ГПП. В процессе проведения работ технологическая жидкость поступает в блендер, где производится ее смешивание с кварцевым песком. Оптимальная концентрация песка в смеси находится в пределах 40–60 кг/м³. Далее рабочая смесь с

had to completely isolate the old perforation interval and make a new one below. This allowed to fully restore the well flow rate.

Our technology suggests to use CT-conveyed hydraulic jet perforator in order to make perforations. It is shown on Figs. 1 and 2. Prior to hydraulic jet perforation, several preparatory works are conducted. They include: wellhead cleaning, delivery and rig up of coiled tubing unit, installation of wellhead equipment and blowout preventers, as well as lubricator and injector.

Before the perforations are made, it is necessary to calculate operation parameters. Such parameters as flow resistance, process fluids consumption, working pressure, the duration of perforation, diameter and number of nozzles on the jet perforator can be obtained on the basis of wellbore and production casing parameters.

The bottomhole assembly (BHA), which is mounted in the lubricator, includes: a nozzle, a back-pressure valve, a perforator, and a mechanical release. The elements of the assembly have the outer diameter of 2-1/8 in, while the coiled tubing has the diameter of 1-1/2 in. The recommended diameters of production casing are 3-1/2 in, 4 in, and 4-1/2 in. If the production casing diameter exceeds 4-1/2 in. it is recommended to use hydraulic jet perforator of 2-7/8 in. The BHA is lowered into the well and set on the planned depth taking into account the extension of CT because of its own weight and the pressure applied during the perforation process. Specialized equipment (blender and pumping units) is placed on the drill site. The wellhead is then dressed with pumping and reversible lines, while all equipment is pressure-tested (the pressure should be 1.5 times higher than the planned operating pressure). The preparations connected with process fluid are made before the jet perforation operation. During the process of perforation the fluid enters the blender where it is mixed with silica sand. The optimal concentration of sand is around 40–60 kg per cubic meter of mixture. The mixture is then pumped through the coiled tubing down to the perforator. It should be noted that in order to make high-quality perforations it's necessary to control the preliminary calculated mixture discharge rate. The sand-fluid jet comes out of the perforator nozzle at a high speed. It opens up the casing string wall and washes out a hole in the cement sheath and the formation rock thus creating channels connected with behind-the-casing flows' zones.

помощью насосного агрегата через гибкую трубу доставляется до перфоратора. При этом для обеспечения качественного вскрытия необходимо соблюдать расход рабочей смеси, определенный предварительным расчетом. Выходя с высокой скоростью через насадки перфоратора, пескожидкостная струя вскрывает стенку обсадной колонны, а затем вымывает каверну в цементном камне и горной породе, создавая при этом каналы, связанные с зонами заколонных перетоков. После выполнения необходимого количества резок производится полный вымыв песка из ствола скважины. Затем КНК поднимается на поверхность и заменяется насадкой-пером для последующего проведения изоляционных работ.

Для создания технологических отверстий использовали гидropескоструйный перфоратор (рис. 1 и 2)

После производства ГПП и создания отверстий для выбора и закачки изоляционного материала приступают к нагнетанию вибрационного водоизоляционного материала до насыщения в созданных отверстиях с помощью ГПП (рис. 1 и 2).

Отсюда нетрудно прийти к выводу, что не всегда наличие заколонных перетоков является результатом разрушения цементного кольца за колонной. Только на основании тщательно проведенных геофизических исследований с применением современных геофизических приборов, навешанных на гибкую трубу, можно получить ценную информацию о состоянии цементного кольца и составить стратегию борьбы ликвидацией заколонных перетоков. В качестве рекомендации: предлагаемую технологию можно использовать для успешной борьбы с ликвидацией заколонных перетоков. ©

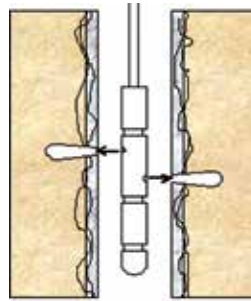


Рисунок 1 – Создание технологических отверстий с помощью ГПП
Figure 1 – Creation of perforations using the hydraulic jet perforator

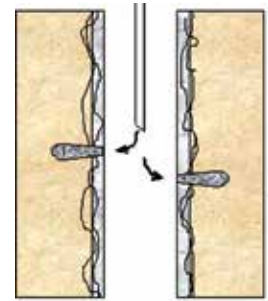


Рисунок 2 – Закачка изоляционного состава
Figure 2 – The injection of insulating composition

After a required number of perforations are made, the wellbore cleanout is performed. The BHA is then pulled out of hole and the perforator is replaced with a wash shoe to perform isolation

The perforations are created with the help of hydraulic jet perforator (see Figs. 1 and 2).

After the hydraulic jet perforation stage is over, it is time to inject waterproof composition into the recently created perforations (see Figs. 1 and 2).

As a conclusion, we should mention that the presence of behind-the-casing flows may have causes different from the damage of cement sheath around the casing string. A set of comprehensive coiled tubing logging operations should be performed in order to obtain valuable information about the condition of a cement sheath around the well. This can help to develop a strategy of behind-the-casing flows elimination. We recommend to use the technology proposed in the present article for this. ©

**Не забудьте оформить
подписку на журнал
«Время колтюбинга»!**

Индекс в подписном каталоге «Роспечати» 84119.