

И.А. Кустышев
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Ликвидация, скважина, многолетнемерзлые породы, цементный мост
Well abandonment, permafrost rocks, cement bridging, annulus

Basic tactical approaches to wells abandonment. Kustyshev I.A.

Some basic tactical methods of exploratory and development wells abandonment are reviewed. It was found that in spite of the apparent uniformity of the techniques the methods of wells abandonment are quite individual and are not similar especially in the complicated conditions. In the conditions of the field transfer to the final stage of development the objective reality will require a further perfection of the techniques and development of new well liquidation methods. Ref. 5.

По мере истощения запасов углеводородного сырья на месторождениях все большее число добывающих скважин выходит из эксплуатации и нуждается в ликвидации. Под ликвидацией скважин понимается прекращение жизнедеятельности скважины как объекта строительства или эксплуатации.

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на четыре категории: выполнившие назначение; ликвидируемые по геологическим причинам; ликвидируемые по техническим причинам; ликвидируемые по технологическим причинам.

При ликвидации скважин применяются в основном однотипные тактические приемы.

Например, при ликвидации разведочных скважин устанавливаются цементные мосты против всех интервалов испытания, интервала установки муфты ступенчатого цементирования, в местах стыковки при секционном спуске эксплуатационной и технической колонн. Затем проводится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны и установка цементного моста в башмаке кондуктора. Оставшаяся часть ствола заполняется незамерзающей жидкостью.

При разобщении объектов испытания с помощью взрывных пакеров или других устройств их устанавливают на 2-3 м выше интервала перфорации, с последующей заливкой желонкой порции цементного раствора, формирующей мост, высотой не менее 2 м.

На устье ликвидируемой разведочной скважины устанавливается бетонная тумба 1х1х1 м с репером, высотой не менее 0,5 м, и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, площадь, организация-владелец скважины, дата ее ликвидации.

При ликвидации эксплуатационных скважин сначала устанавливается цементный мост выше продуктивного горизонта высотой не менее 50 м, затем проводится отворот незацементированной части эксплуатационной колонны и устанавливается цементный мост в башмаке кондуктора. Оставшаяся часть ствола заполняется незамерзающей жидкостью.

При отсутствии цементного камня за эксплуатационной колонной, ниже башмака кондуктора или технической колонны, тем более, если в этот промежуток попадают пласты-коллекторы, содержащие минерализованную воду или углеводороды, проводится перфорация колонны и цементирование под давлением с установкой цементного моста в колонне, перекрывающего указанный интервал. Затем проводится опрессовка и исследования по определению высоты подъема цементного раствора и качества тампонирувания.

При ликвидации эксплуатационных скважин, в которых цемент поднят до устья, рекомендуется установка цементного моста выше продуктивного горизонта высотой не менее 50 м, при этом ствол скважины заполняется глинистым раствором соответствующей плотности, а интервал ММП – незамерзающей жидкостью.

На устье ликвидируемой эксплуатационной скважины устанавливается бетонная тумба 1х1х1 м с репером, высотой не менее 0,5 м, и металлической табличкой, на которой электросваркой указывается номер скважины, месторождение, организация-владелец скважины, дата ее ликвидации.

При ликвидации скважин в осложненных условиях применяются следующие тактические приемы. При ликвидации скважин с нарушенной колонной (из-за аварии или коррозионного разрушения), особенно, при длительных сроках эксплуатации, необходимы исследования по определению наличия и качества цементного камня за колонной.

При необходимости проводят цементирование в интервалах его отсутствия и устанавливают цементный мост в колонне с перекрытием всей прокорродированной части (на 100 м) и осуществляют последующую опрессовку оставшейся части колонны.

Ликвидация скважин со смятой эксплуатационной колонной проводится после устранения дефекта фрезерованием колонны в этом интервале или иным способом, с последующим цементированием заколонного пространства и установкой цементных мостов высотой не менее 100 м от верхних перфорационных отверстий.

При ликвидации скважин с наличием в разрезе интервала высокопластичных пород применяется технология [1], основанная на заполнении ствола скважины высокопластичными породами. Вначале над продуктивным горизонтом устанавливается цементный мост. Затем заколонное пространство скважины сообщается с колонным пространством в границах интервала любым возможным способом, например, образованием окна с помощью раздвижных фрезерных устройств. После этого устанавливается дополнительный цементный мост таким образом, чтобы его кровля соответствовала нижней границе интервала высокопластичных пород. Затем снижением гидростатического давления в скважине обеспечивается течение высокопластичных пород в колонное пространство скважины. Пластичная порода, заполнив ствол скважины, полностью изолирует продуктивный горизонт от выше- и нижележащих пластов.

При ликвидации скважин с источником межколонного давления применяется технология [2], основанная на заполнении ствола скважины выше источника межколонного давления высокопластичными породами.

Сначала над продуктивным горизонтом выбирается пласт высокопластичных пород, расположенный над источником межколонного давления и ближайший к нему, устанавливается первый цементный мост. При этом верхняя граница первого цементного моста устанавливается на уровне подошвы выбранного пласта высокопластичных пород. Затем заколонное пространство скважины сообщается с колонным пространством в интервале, составляющем часть мощности высокопластичных пород непосредственно выше его подошвы удалением части обсадной колонны. После этого поверх первого цементного моста устанавливается второй цементный мост высотой, равный интервалу сообщения заколонного

пространства с ее колонным пространством, и выходящим за пределы контура обсадной колонны. Далее заколонное пространство скважины сообщается с колонным пространством скважины в оставшейся части мощности пласта высокопластичных пород путем удаления части обсадной колонны.

Тем самым обеспечивается течение высокопластичных пород в колонное пространство скважины из-за снижения гидростатического давления в скважине на уровне интервала высокопластичных пород.

Тем не менее, даже тактические приемы, применяемые для осложненных условий, не всегда подходят для условий Западной Сибири, особенно для скважин, размещенных в удаленных районах Крайнего Севера при наличии многолетнемерзлых пород (ММП).

Для таких условий автором предложены новые технологические приемы.

Одним из таких приемов является ликвидация скважин с использованием устьевого оборудования [3]. После глушения скважины и извлечения из нее лифтовой колонны в скважине над продуктивным пластом устанавливают цементный мост. Заполняют ствол скважины глинистым раствором, устанавливают цементный мост в башмаке кондуктора. Ствол скважины в интервале ММП заполняют незамерзающей жидкостью. На глубине залегания слоя сезонных теплооборотов (3-10 м) устанавливают глухую пробку. Внутренние полости колонной и трубной головок и ствол скважины над глухой пробкой заполняют цементным раствором. Боковые отводы и верхний фланец трубной головки герметизируют глухими фланцами или заглушками.

Вторым приемом является ликвидация скважин с использованием подземного оборудования [4]. После глушения скважины и извлечения из нее верхней части лифтовой колонны, предварительно отсоединенной от пакера, в скважине над продуктивным пластом устанавливают цементный мост. Причем установку цементного моста осуществляют следующим образом. В скважину, во внутреннюю полость пакера спускают трубы малого диаметра, например, гибкую трубу колтюбинговой установки. При этом пакер находится в рабочем положении, при котором уплотняющиеся манжеты герметично разобщают затрубное пространство скважины, а шлипсы пакера надежно закреплены со стенкой эксплуатационной колонны. Через спущенные в скважину трубы ствол скважины ниже пакера, внутренние полости пакера и ствол скважины выше пакера заполняют цементным раствором на высоту 20-30 м.

При наличии межколонных газопроявлений автором рекомендуется применение технологического приема, при котором ликвидация скважин осуществляется следующим способом [5]. После глушения скважины и извлечения из нее лифтовой колонны в скважине над продуктивным пластом устанавливают цементный мост. Геофизическими методами определяют интервал негерметичности эксплуатационной колонны, ниже в скважине устанавливают второй цементный мост. В эксплуатационной колонне выше второго цементного моста и ниже интервала негерметичности выполняют сквозные отверстия, через которые в заколонное пространство закачивают и продавливают под давлением величиной в пределах 0,7-0,8 давления опрессовки эксплуатационной колонны и цементного моста облегченную герметизирующую композицию. После затвердевания герметизирующей композиции сквозные отверстия в эксплуатационной колонне перекрывают расширяющимся цементным раствором. В башмаке кондуктора устанавливают третий цементный мост, ствол скважины в интервале ММП заполняют незамерзающей жидкостью. На устье скважины устанавливают бетонную тумбу.

В качестве облегченной герметизирующей композиции используют композицию, состоящую из портландцемента (ПТЦ), эпоксиполиуританового полимера (ЭПУ-01-Б), алюмосиликатных микросфер (АСМ), поливинилхлорида (ПВХ), латекса, триметилхлорсилоксана (ТМХС) и отвердителя, при следующем соотношении композиций, % мас.: ПТЦ – 15,0-16,0; ЭПУ – 01-Б – 45,0-47,0; АСМ – 1,2-2,7; ПВХ – 18,0-18,5; латекс – 13,5-13,8; ТМХС – 0,1; отвердитель – 5,4-5,5. В качестве расширяющегося цементного раствора используют композицию, состоящую из ПТЦ, АСМ, гидрокарбоалюминатной добавки, гипса, пластификатора, воды или хлористого кальция (CaCl_2), при следующем соотношении композиций, % мас.: ПТЦ – 85-90; АСМ – 10-15; гидрокарбоалюминатная добавка – 2-4; гипс – 2-4; пластификатор – 0,2; вода или 4 %-ный раствор CaCl_2 – остальное.

Таким образом, систематизация и анализ существующих технологий ликвидации скважин свидетельствует, что при наличии вроде бы однотипных технологических приемов ликвидации скважин они существенно отличаются друг от друга.

Главное отличие, по мнению автора, состоит в индивидуальности ликвидации скважин. Каждая скважина индивидуальна по своей сути. В условиях длительных сроков эксплуатации скважин они приобретают различные технические характеристики, у них различное техническое состояние ствола скважины, устьевого и подземного оборудования, различное геологическое состояние крепи скважины, степени обводненности и множество других критериев, которые необходимо учитывать при ликвидации скважин. Это объективная закономерность, которую нельзя игнорировать или сбрасывать со счетов.

Данное обстоятельство объективно потребует разработки новых технологических приемов и технологий ликвидации скважин, особенно для осложненных условий, а в условиях перехода месторождений на завершающую стадию разработки к этой категории можно отнести почти каждую скважину.

Список литературы

1. Пат. 2074308 СССР. Е 21 В 33/13. Способ ликвидации скважин / Б.П. Губанов, К.А. Рахимов, Ю.А. Еремеев (СССР).- № 94025095, Заяв. 04.07.94; Оpub. 27.02.97, Бюл. № 6.
2. Пат. 2168607 СССР. Е 21 В 33/13. Способ ликвидации скважин с источником межколонного давления / В.Ф. Перепиленко, Н.Х. Авилов, В.В. Елфимов (СССР).-№ 98122184, Заяв. 30.11.98; Оpub. 10.06.01, Бюл. № 17.
3. Пат. 2225500 РФ. Е 21 В 33/13. Способ ликвидации скважин / А.В. Кустышев, Т.И. Чинова, И.А. Кустышев и др. (РФ).- № 2002112404, Заяв. 08.05.02; Оpub. 10.03.04., Бюл. № 7.
4. Пат. 2222687 РФ. Е 21 В 43/13. Способ ликвидации скважин / И.А. Кустышев, А.В. Кустышев, А.С. Зотов и др. (РФ).- № 2002118485, Заяв. 09.07.02; Оpub. 27.01.04, Бюл. № 3.
5. Пат. 2305754 РФ. Е 21 В 33/13, Е 21 В 43/12, С 09 К 8/467, С 09 К 8/473. Способ ликвидации газовой скважины с межколонными газопроявлениями / А.В. Кустышев, Г.П. Зозуля, И.А. Кустышев и др. (РФ).- № 2005135364, Заяв. 14.11.05; Оpub. 10.09.07, Бюл. № 25.

Сведения об авторе

Кустышев И. А., к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин ТюмГНГУ, главный специалист отдела разработки проектов бурения, ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.:(3452)285-494

Kustyshev I.A., Candidate of Technical Sciences, associate professor at Department of oil and gas wells drilling, Tyumen Oil and Gas University, Limited Liability company «TyumenNIIGiprogas»