



УДК 622.24.063

АНАЛИЗ ОПЫТА РАЗРАБОТКИ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ И ПРОМЫВКИ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

ANALYSIS OF EXPERIENCE OF LIQUIDS DEVELOPMENT FOR MITIGATION AND FLUSHING OF WELLS WHEN CONDUCTING REPAIR AND RENEWAL WORKS

Егорова Елена Валерьевна

кандидат технических наук,
заместитель заведующего кафедрой
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»,
Астраханский государственный технический университет»
egorova_ev@list.ru

Выборнова Татьяна Сергеевна

старший преподаватель кафедры
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»,
Астраханский государственный технический университет
tavyb@bk.ru

Аннотация. Подземному и капитальному ремонту газовых и газоконденсатных скважин предшествует технологический процесс – временное блокирование продуктивного пласта, в результате которого обеспечивается необходимое противодействие на продуктивный пласт. При этом жидкость глушения должна обеспечивать минимальный ущерб продуктивному пласту в части снижения его естественной проницаемости. Технологические операции по глушению скважин проводят как при ликвидации газонефтеводопроявлений и поглощений, так и для временной их остановки. В статье представлен аналитический обзор существующих способов глушения и временного блокирования продуктивных пластов.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, глушение, технологические жидкости, временное блокирование продуктивного пласта, пенные системы.

Yegorova Elena Valeryevna

Candidate of Technical Sciences,
Deputy Head of the Department
«Development and Operation of
Oil and Gas Fields»,
Astrakhan State Technical University
egorova_ev@list.ru

Vybornova Tatyana Sergeevna

Senior lecturer of the Department
«Development and Operation of
Oil and Gas Fields»,
Astrakhan State Technical University
tavyb@bk.ru

Annotation. Underground and overhaul of gas and gas condensate wells is preceded by a technological process – a temporary blockage of the reservoir, which provides the necessary back-pressure to the productive reservoir. In this case, the jamming fluid should provide minimal damage to the productive formation in terms of reducing its natural permeability. Technological operations for killing wells are carried out both in the liquidation of gas and oil and gas production and absorption, and for their temporary shutdown. The article presents an analytical review of the existing methods of jamming and temporary blocking of productive reservoirs.

Keywords: well overhaul, killing of wells, process fluids, temporary blocking of the reservoir, foam systems.

Эффективность капитального ремонта скважин во многом зависит от правильного выбора технологии ремонта скважин, причем предпочтение отдается технологиям с использованием эффективных технологических жидкостей на базе отечественных материалов.

В опубликованной литературе существует четкое разграничение: применение различных методов по изоляции и разобщению пластов при бурении, заканчивании и ремонте скважин, а глушение скважин проводится, как правило, при капитальном и подземном ремонте. По определению А.И. Булатова с соавторами «глушение скважин – технологический процесс, в результате которого создается противодействие на пласт».

Для глушения скважины и временного блокирования продуктивного пласта могут быть использованы как традиционные технологии, так и новые способы с применением специальных полимерсолевых жидкостей. В работе [1] подробно описан полимерный состав для временной изоляции пласта, который обеспечивает надежное временное блокирование поглощающего, в том числе продуктивного пласта. Реологические параметры данной полимерной жидкости улучшаются за счет дополнительно введения азотнокислого кальция в водный раствор радиолизованного полиакриламида.

Разработанный полимерный состав обеспечивает временное снижение проницаемости пористой среды до 79,5–80,7 %, что свидетельствует о его высокой блокирующей способности. После проведения ремонтных работ в скважине проводят работы по восстановлению проницаемости продуктивного пласта. Например, обрабатывают скважину водным раствором соляной кислоты, что позволяет восстановить проницаемость пористой среды до 79,8–91,7 %.



Для проведения ремонтных работ в скважине пенообразующий состав [2], включающий бентонит, водорастворимый полимер акрилового ряда – гидролизованный полиакрилонитрил (гипан), анионогенное поверхностно-активное вещество – ТЭАС с длинной алкильной цепью – 7–12 углеродных атомов, гидроксид алюминия и воду, обеспечивает временное блокирование продуктивного пласта. Данный состав устойчив к воздействию высоких температур и пластовых флюидов.

Для разделения различных по свойствам жидкостей и пенных систем в широком диапазоне температур (5–110 °С) рекомендуется применять вязкоупругий состав [3], состоящий из радиолитованного γ -излучением полиакриламида, бихромата щелочного металла, формальдегидсодержащей структурообразующей добавки и воды. Приведенный вязкоупругий состав многоцелевого назначения. Он может быть использован для глушения как нефтяных и так газовых скважин.

Известен – гелеобразующий состав (ГОС) для блокирования пластов, включающий жидкое натриевое стекло, серьфокислоту, бихромат или хромат натрия и наполнитель [4]. В качестве высокомолекулярного водорастворимого реагента он содержит КМЦ, или КССБ, или УЦР, или окзил, или их смеси. Сульфокислота – регулятор гелеобразования. В качестве серьфокислоты он содержит серьфаминовую или серьфосалициловую, или толуолсерьфокислоты, в качестве наполнителя – инертный дисперсный материал. Указанный ГОС является многокомпонентным и требует повышенных затрат времени на его приготовление.

ВНИИКРнефть (ОАО «Бурение») разработана жидкость глушения скважин месторождений Западной Сибири на основе водного раствора смеси хлорида и нитрата кальция [5]. Жидкость плотностью 1600 кг/м³ кристаллизуется при (–8) – (–16) °С; плотностью 1450 кг/м³ – ниже минус 50 °С.

Существует технология глушения скважин, включающая последовательную закачку в скважину гелеобразного вязкоупругого состава на основе сшитого водного раствора полимера акрилового ряда и продавочной жидкости [6]. В качестве вязкоупругого гелеобразного состава используют сшитый водный раствор синтетического бифункционального анионоактивного сополимера «Иономер ВО-65», представляющий собой частично гидролизованный полиакрилонитрил со степенью гидролиза 65 %. Способ отличается тем, что объем V закачиваемого в скважину водного раствора сополимера определяется по следующей зависимости

$$V = \frac{\pi D^2}{4} \cdot h, \quad (1)$$

где D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; h – высота столба раствора, м.

В качестве сшивающего агента в данном способе используется 5 %-ный водный раствор сернокислого хрома $\text{Cr}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$. В зависимости от пластового давления и температуры на забое скважины изменением содержания компонентов состава регулируются начальный градиент сдвига, плотность, вязкость и термоустойчивость гелеобразной пластичной массы. Расчетный объем закачиваемой в скважину гелеобразной массы выбирается из указанной выше зависимости, а расчетный объем продавочной жидкости принимается из условия доставки этой полимерной массы на забой.

Описанный в патенте [7] способ глушения скважин включает блокировку интервала перфорации путем замены скважинной жидкости блокирующей и расположенной над ней продавочной плотностью, меньшей плотности блокирующей жидкости. При этом часть блокирующей жидкости задавливают в приствольную зону пласта, а объем блокирующей жидкости определяют исходя из коэффициента продуктивности скважины, рассчитанного по формуле

$$K = 10^{-1} Q / \Delta p, \quad (2)$$

где Q – приемистость скважины, определяемая к началу процесса глушения, м³/сут; Δp – разница между давлением закачки и пластовым давлением, МПа.

Экспериментально установлено, что для достижения блокирующего эффекта в приствольной зоне пласта необходимо задавить в пласт 60–80 % блокирующей жидкости от ее общего закачиваемого объема.

Известен способ глушения [8] скважины водным раствором неорганических солей с предварительной закачкой блокирующей жидкости – мицеллярного раствора, объем которого определяется по формуле

$$V_{\text{м.р.}} = \pi R^2 \cdot h \cdot m, \quad (3)$$

где R – радиус обработки призабойной зоны, м; h – мощность пласта, м; m – пористость, %.

Недостатком этого способа является неустойчивость состава при контакте с минерализованными водами и необходимость привлечения специальной техники для приготовления блокирующей жидкости.



На месторождениях Западной Сибири применяется способ глушения скважин, включающий блокировку интервала перфорации нефилтующейся высоковязкой инвертно меловой дисперсии (ИМД) с последующим заполнением скважины водным раствором неорганических солей меньшей плотности. Эффективность способа достигается благодаря совокупности положительных свойств ИМД: низкой фильтрации при пластовых условиях, возможности регулирования в широком диапазоне плотности и структурно-механических параметров, отсутствием загрязнения призабойной зоны пласта, возможностью безопасного глушения скважин в условиях превышения гидростатического давления над пластовым на 37 % и при низких отрицательных температурах на поверхности.

В [9] описывается применение модифицированной жидкости СНПХ-3120М для глушения скважин с аномальными поглощениями, обусловленными высокой проницаемостью прослоев. Жидкость глушения готовится непосредственно на месте проведения работ путем введения расчетного количества древесной муки (3–7 %) в технологическую жидкость СНПХ-3120. Древесная мука представляет собой продукт сухого механического размола отходов деревоперерабатывающей промышленности, полидисперсна, размер частиц, изометричных по форме, колеблется от нескольких до сотен микрон. Поверхностная структура частиц высокоразвита за счет наличия распущенных коротких волоконистых ответвлений (фибрилл).

В работе [10] приведен способ глушения эксплуатационной скважины при выполнении ремонтных работ, заключающийся в следующем: в насосно-компрессорные трубы (НКТ) закачивают вязкоупругий состав (ВУС), затем НКТ закрывают. После этого осуществляют закачку ВУС в затрубное пространство, которое также закрывают. Далее производят технологическую выдержку до стабилизации давления на устье скважины. После этого ведут закачку жидкости глушения в объеме скважины через затрубное пространство. При этом давление закачки ВУС определяют из условия

$$P_3 > P_{пл} - P_e + 2,3 \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2} \cdot \lg P_e, \quad (4)$$

где P_3 – давление закачки ВУС, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; P_e – гидростатическое давление столба закачиваемого ВУС, МПа; ρ_1 – плотность закачиваемого ВУС при нормальных условиях, кг/м³; ρ_2 – плотность газированного ВУС при нормальных условиях, кг/м³.

В качестве ВУС используют состав плотностью $\rho_1 = 1050$ кг/м³ со следующим соотношением компонентов, мас. %:

- Полиакриламид – 1.
- Конденсированная сульфит-спиртовая барда – 1,5.
- Бихромат натрия – 0,2.
- Вода остальное.

В описании изобретения к данному патенту не приводятся сведения о деблокировании применяемого состава жидкости глушения, о состоянии призабойной зоны продуктивного пласта после проведения ремонтных работ. Исходя из химического состава используемой жидкости глушения, для деблокирования пласта может быть проведена его кислотная обработка с целью разрушения образовавшегося геля.

В качестве жидкостей глушения широко используются пена, сырая нефть, метанол, дизельное топливо, эмульсионные растворы, минерализованная различными добавками вода. В качестве добавок используются хлористый калий (KCl), хлористый натрий (NaCl), хлористый кальций (CaCl₂), поташ (K₂CO₃). Из перечисленных добавок наиболее перспективным в части повышения естественной проницаемости пласта является поташ. Составы на основе поташа с добавками комплексонов (НТФ, ОЭДФ) не только сохраняют, но и увеличивают естественную проницаемость терригенных заглинизированных коллекторов. Кроме того, солевые составы на основе поташа и комплексонов отличаются низкой коррозионной активностью, температура замерзания растворов поташа обеспечивает возможность круглогодичного использования их в качестве технологических жидкостей глушения.

Нефть и нефтеэмульсионные растворы могут с успехом применяться в качестве жидкостей глушения в пластах с водочувствительными глинами. Однако повышенная пожароопасность и сложность приготовления являются причинами, препятствующими их широкому внедрению. По аналогичным и другим причинам не нашли распространения в качестве жидкостей глушения метанол и дизельное топливо.

Известны способы глушения когда в скважину через лубрикатор фонтанной арматуры доставляют на забой твёрдые стержни, изготовленные из метил целлюлозы. Растворитель в стержнях при попадании их в водную среду скважины вступают в реакцию с водой, при этом стержни распадаются на отдельные части и ускоряют их растворение, выделяя тепло и повышается температура среды, что обеспечивает ускорение процесса гелирования раствора в скважине.



Таким образом, обзор научно-технической литературы и имеющийся опыт временного блокирования продуктивных пластов скважин в процессе ремонтно-восстановительных работ показал, что наиболее перспективным в плане сохранения коллекторских свойств пластов после ремонта является использование гелеобразных составов, а также инвертных эмульсий и пенных систем (в том числе пеноэмульсий) с торфощелочным наполнителем в качестве жидкостей блокирования. Причем, наполнитель должен придавать пенообразующему составу свойство «обратного клапана»: выдерживать значительные давления при блокировании пласта и легко извлекаться из пласта при низких значениях депрессии.

Литература:

1. Поп Г.С. Технико-экономический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений / Г.С. Поп, В.М. Кучеровский, П.А. Гереш // Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ИРЦ Газпром, 1995.
2. Гасумов Р.А. Технология очистки забоев газовых скважин на месторождениях Западной Сибири в условиях Аномально низких пластовых давлений / Р.А. Гасумов, М.Г. Гейхман, В.З. Минликаев // Обзор. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М. : ИРЦ Газпром, 2004.
3. Пат. 2165007 Российская Федерация, МПК⁷ E21B 37/00. Способ очистки горизонтальной скважины от песчаной пробки в процессе капитального ремонта / Тагиров К.М., Гасумов Р.А., Серебряков Е.П., Минликаев В.З. [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз». – №99111003/03; заявл. 25.05.1999; опубл. 10.04.2001.
4. Lampkin Robert E. Влияние буровых жидкостей на продуктивность пласта // Нефте- и газодобывающая промышленность. Экспресс-информ / ВИНТИ. – М. – 1997. – № 11. – С. 15–17.
5. Солдатов А.М. Расчет высоконапорного жидкостно-газового эжектора для приготовления двухфазных смесей / А.М. Солдатов, А.И. Тимофеев, Н.В. Соколов // Нефтепромысловое дело. Бурение нефтяных и газовых скважин, добыча нефти: межвуз. сб. научн. тр. – Куйбышев, 1975. – Вып. 2. – С. 143–149.
6. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М. : Недра, 2002. – 333 с.
7. Патент 2480577 C1 RU Способ глушения газовой скважины. Дата подачи заявки: 08.11.2011. Опубликовано: 27.04.2013 Бюл. № 12.
8. Овчинников В.П. Жидкости и технологии глушения скважин : учебное пособие. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 96 с.
9. Мардашов Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте : Автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Место защиты: С.-Петербург. гос. гор. ин-т им. Г.В. Плеханова. – Санкт-Петербург, 2008. – 130 с.: ил. РГБ ОД, 61 09-5/501.
10. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А. К. Ягафаров. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.

References:

1. Pop G.S. Technical and economic analysis of the effects of technological fluids on the bottomhole zone of reservoirs of gas-condensate deposits / G.S. Pop, V.M. Kucherovsky, P.A. Geresh // Review. inform. Ser. Development and operation of gas and gas condensate fields. – M. : IRTS Gazprom, 1995.
2. Gasumov R.A. Technology of cleaning the faces of gas wells in the fields of Western Siberia under conditions of abnormally low reservoir pressures / R.A. Gasumov, M.G. Geikhman, V.Z. Minlikayev // Overview. inform. Ser. Drilling of gas and gas condensate wells. – M. : IRTS Gazprom, 2004.
3. Pat. 2165007 Russian Federation, IPC7 E21B 37/00. Method of cleaning a horizontal well from a sand plug during overhaul / Tagirov K.M., Gasumov R.A., Serebryakov E.P., Minlikayev V.Z. [and etc.]; applicant and patent holder ОАО SevKavNIPIGaz. – № 99111003/03; claimed. 25.05.1999; publ. 10.04.2001.
4. Lampkin Robert E. Effect of drilling fluids on reservoir productivity // Oil and gas industry. Express-inform. VINITI. – M., 1997. – № 11. – P. 15–17.
5. Soldatov AM Calculation of a high-pressure liquid-gas ejector for the preparation of two-phase mixtures / A.M. Soldatov, A.I. Timofeev, N.V. Sokorev // Neftepromyslovoye delo. Drilling of oil and gas wells, oil production: inter-university. Sat. scientific. tr. – Kuibyshev, 1975. – Is. 2. – P. 143–149.
6. Amiyon V.A. Opening and development of oil and gas reservoirs / V.A. Amiyon, N.P. Vasilyeva. – M. : Nedra, 2002. – 333 p.
7. Patent 2480577 C1 RU Method of killing a gas well. Application submission date: 08.11.2011. Published: 04.27.2013 Bul. № 12.
8. Ovchinnikov V.P. Fluids and technology of jamming wells : Study Guide. – Tyumen : TyumGNGU, 2013. – 96 p.
9. Mardashov D.V. The Substantiation of technologies of regulation of filtrational characteristics of bottom-hole zone of chinks at underground repair : dissertation Author's abstract on scientific degree competition kand. tech. Sciences: 25.00.17. – Protection: St. Petersburg. state. mountains. Institute of G.V. Plekhanov. – St. Petersburg, 2008. – 130 p.: ill. RSL OD, 61 09-5 / 501.
10. Kleshchenko I.I. Theory and practice of repair and insulation works in oil and gas wells: textbook / I.I. Kleshchenko, G.P. Zozulya, A.K. Yagafarov. – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2010. – 344 p.