



УДК 622.279.7

БЛОКИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ С КОНДЕНСИРУЕМОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ И СВЕРХ АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

PLUGGING SOLUTION WITH CONDENSABLE SOLID PHASE FOR KILLING WELLS WITH ABNORMALLY LOW AND OVER ABNORMALLY LOW FORMATIONS PRESSURES

Гасумов Рамиз Алиевич

д-р техн. наук, профессор,
заслуженный деятель науки РФ,
академик РАН, генеральный директор,
АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов»
r.gasumov@yandex.ru

Костюков Сергей Владимирович

аспирант,
научный сотрудник лаборатории технологии бурения,
ремонта и эксплуатации скважин,
АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов»
kostyukovsv@scnipigaz.ru

Аннотация. В работе представлены результаты лабораторных исследований блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой на основе соединений кальция. Выявлены особенности такого рода систем, и определены их положительные характеристики, что позволило сделать вывод о перспективности их применения в качестве блокирующих составов для применения в скважинах со сложными горно-геологическими условиями.

Ключевые слова: технологическая жидкость, аномально низкое пластовое давление, сверх аномально низкое пластовое давление, конденсируемая твердая фаза, блокирующий состав, газовая скважина.

Gasumov Ramiz Alievich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Honored Scientist of the Russian Federation,
Member of the Russian Academy of Natural
Sciences, General Director,
Director General,
JSC «North-Caucasus Research
Design Institute of Natural Gases»
r.gasumov@yandex.ru

Kostyukov Sergey Vladimirovich

Postgraduate Student,
Researcher at the Laboratory of
Drilling Technology,
Well Repair And Operation
Technology Laboratory,
JSC North Caucasus Research
Design Institute of Natural Gases
kostyukovsv@scnipigaz.ru

Annotation. The article is devoted to the results of laboratory studies of plugging solutions with a condensable solid phase based on calcium. The features of such systems have been revealed and their positive characteristics have been determined. It made it possible to conclude that such systems compounds are promising plugging solutions for usage in wells with complicated mining and geological conditions.

Keywords: technological fluid, abnormally low formation pressure, over abnormally low formation pressure, condensable solid phase, plugging solution, gas well.

В настоящее время значительная часть газовых и газоконденсатных месторождений России находятся на заключительной стадии разработки. Одним из наиболее негативных проявлений этого является существенное снижение пластовых давления. Для таких месторождений характерны аномально низкие и сверх аномально низкие пластовые давления (АНПД и САНПД, соответственно), что чревато поглощением больших объемов технологических жидкостей в процессе ремонтных работ и падением производительности скважины в послеремонтный период.

Указанное значительно осложняет проведение работ в скважинах и предъявляет достаточно жесткие требования к применяемым технологиям. Сущность их сводится к необходимости недопущения негативного влияния применяемых технических решений на физико-химические, фильтрационные и прочие параметры эксплуатируемого объекта разработки, т.е. продуктивного пласта. В первую очередь это касается глушения скважин. Как известно указанная операция предваряет большинство работ и зачастую именно от нее зависит эффективность проведенного ремонта. Столь существенное влияние технологических приемов глушения можно объяснить следующим:

– жидкости, применяемые при глушении, непосредственно контактируют с породами пластов и могут привести к разупрочнению их структуры и ухудшению коллекторских свойств за счет набухания глинистых минералов, формирования в поровых каналах стойких во времени полимерных пленок, засорение пор частицами коагулирующего агента и т.д.;

– качественное блокирование продуктивной толщи на период ремонта препятствует загрязнению призабойной зоны технологическими жидкостями, тампонажными растворами, а также их компонентами и фильтрациями.



В настоящее время наиболее часто применяются два способа глушения скважин. Первый из них основан на использовании жидкости глушения. Это универсальная технологическая жидкость обеспечивающая создание гидростатического давления на пласт и формирование в стволе скважины фильтрационных корок. Жидкостью глушения, как правило, полностью заполняют ствол скважины, поэтому многие дальнейшие операции проводятся в ее среде. Также зачастую ее используют в качестве промывочной. Недостатком этого способа является универсальность применяемых жидкостей глушения. Они могут иметь оптимальные реологические и фильтрационные свойства, но не способны создать в призабойной зоне пласта (ПЗП) прочный блокирующий экран, который бы мог выдержать значительные репрессии на пласт (5–15 МПа), что характерно при проведении ремонтных работ в условиях АНПД и тем более САНПД.

Этого недостатка лишен второй способ – глушение скважин с временным блокированием продуктивного пласта. При его реализации используются две специализированные жидкости – блокирующий состав и рабочая жидкость. При проведении работ они закачиваются последовательно. Блокирующий состав обеспечивает создание в ПЗП прочного плотного блокирующего экрана, препятствующего поглощению используемых при дальнейшем ремонте технологических жидкостей и их фильтратов в пласт. Для него характерны высокие вязкость и фильтрационные свойства, значительное содержание кольматирующих добавок, фракционный состав и содержание которых определяется с учетом правила Абрамса [1].

Основными функциями рабочей жидкости являются задавка блокирующего состава в продуктивный пласт и создание гидростатического давления в скважине для предотвращения проявлений пластовых флюидов в процессе выполнения ремонтных работ. Кроме того указанная жидкость благодаря низкой вязкости и малому содержанию твердых частиц (или их отсутствию) может использоваться при проведении дальнейших операций в качестве буферной или промывочной.

Глушение скважин с временным блокированием продуктивного пласта имеет значительные преимущества и как показывает опыт обеспечивает более высокую эффективность при проведении ремонта на месторождениях с АНПД и САНПД. При этом ключевым моментом здесь является параметры используемого блокирующего состава. Он должен обладать следующими свойствами:

- высокой блокирующей способностью;
- возможность деблокирования ПЗП при малых депрессиях в процессе вызова притока при освоении скважины;
- не оказывать негативного влияния на породы пласта и его коллекторские свойства (ингибировать набухание глин, не образовывать устойчивые адсорбционные структуры на стенках поровых каналов (например, полимерные пленки) и другое).

Существует значительное количество технологических жидкостей, которые могут быть использованы в качестве блокирующего состава. Как правило, это многофазные системы – пены, эмульсии, суспензии, содержащие частицы твердой фазы. Традиционно в таких растворах в качестве кольматирующего агента используют органические и минеральные наполнители (молотые торф, слюду, мел, кальцит и т.д.) или их смеси. Также известны составы с конденсируемой твердой фазой, которая образуется в результате химического взаимодействия компонентов.

Особенно следует отметить гидросолегелевые системы. В них твердая фаза составлена частицами нерастворимых в воде гидроксидов и солей металлов. Такие растворы обладают рядом положительных свойств:

- кольматант образуется в блокирующем составе в результате химического взаимодействия компонентов, что обеспечивает повышение технологичности процесса приготовления и высокую однородность распределения твердой фазы в составе;
- фракционный состав частиц кольматирующего агента может изменяться в достаточно широких пределах за счет корректировки содержания химических реагентов в рецептуре блокирующего состава;
- гидроксидная составляющая конденсируемой твердой фазы представлена аморфными частицами, имеющими большую поверхностную активность, благодаря чему система структурирована и обладает высокими тиксотропными свойствами.

Последнее особенно важно. Частицы твердой фазы таких составов прочно связаны друг с другом полимерными молекулами. За счет этого с учетом низкой скорости течения, гидросолегелевые блокирующие составы в поровом пространстве переходят в не текучее состояние, что позволяет создать плотный и прочный блокирующий экран при малой глубине проникновения в пласт.

АО «СевКавНИПИгаз» имеет большой опыт разработки технологических жидкостей и технологий глушения скважин для месторождений с различными горно-геологическими и климатическими условиями [2–4]. В рамках работ по исследованию гидросолегелевых систем был разработан блокирующий состав с конденсируемой твердой фазой, выбранной из числа кислоторастворимых химических соединений [3, 4]. Состав стабилизирован органическими добавками – поверхностно-активными веществами (стеарат цинка и другие) и полимером. По химическому составу конденсируемая твердая



фаза представлена частицами аморфного гидроксида кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и кристаллического гидроортофосфата кальция CaHPO_4 . Он обладает высокими ингибирующими, тиксотропными и блокирующими свойствами (выдерживает перепад давлений до 20 МПа) и может применяться на месторождениях с АНПД и САНПД с терригенными коллекторами с неоднородной проницаемостью, содержащими глинистые минералы различного минералогического и химического состава. Кроме того, блокирующий состав обеспечивает сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта (коэффициент восстановления проницаемости составляет более 95 % при давлении освоения 0,2–0,4 МПа). Его высокая ингибирующая способность обусловлено большим содержанием хлоридов щелочных металлов (или аммония), являющихся побочным продуктом химических реакций приводящих к выделению вещества для формирования твердой фазы.

Таким образом, при проведении ремонтных работ на скважинах с АНПД и САНПД перспективным является применение технологии глушения с временным блокированием продуктивного пласта с использованием гидросолегелевых блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой.

Литература:

1. Крылов В.И., Крецул В.В., Меденцев С.В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 1. – С. 36–44.
2. Гасумов Р.А., Минликаев В.З. Повышение и восстановление производительности газовых и газоконденсатных скважин. – М. : ООО «Газпром экспо», 2010. – 477 с.
3. Гасумов Р.А., Костюков С.В. Стеарат цинка как модификатор структуры блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 5. – С. 70–75.
4. Пат. 2543003 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/504. Состав для временного блокирования продуктивного пласта на водной основе [Текст] / Р.А. Гасумов, А.А. Гаврилов, Т.Ш. Вагина, С.В. Костюков, патентообладатель ОАО «Газпром». – № 2014110212/03: заявл. 18.03.14, опубл. 27.02.15, бюл. – № 6. – 11 с.

References:

1. Krylov V.I., Kretsul V.V., Medentsev S.V. Modern technological fluids for well completion and workover. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 1. – P. 36–44.
2. Gasumov R.A., Minlikayev V.Z. Increase and restoration of productivity of gas and gas condensate wells. – M. : LLC Gazprom expo, 2010. – 477 p.
3. Gasumov R.A., Kostyukov S.V. Zinc stearate as a modifier of blocking compositions structure with condensable solid phase in fields with abnormally low reservoir pressures // Oilfield Business. – 2019. – № 5. – P. 70–75.
4. Pat. 2543003 Russian Federation, IPC C 09 K 8/504. Composition for temporary water-based blocking of productive formation [Text] / R.A. Gasumov, A.A. Gavrillov, T.Sh. Vagina, S.V. Kostyukov, patent holder OJSC «Gazprom». – № 2014110212/03: application. 18.03.14, publ. 27.02.15. – № 6. – 11 p.