



УДК 622

ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР УСТОЙЧИВЫЙ К ВОЗДЕЙСТВИЮ АГРЕССИВНОЙ СРЕДЫ ДЛЯ СКВАЖИН С ИНТЕНСИВНЫМ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ



STABILIZING SOLUTION RESISTANT TO AN AGGRESSIVE ENVIRONMENT FOR WELLS WITH INTENSIVE SAND EXTRACTION

Казымов Шюкюрэли Паша оглы

кандидат технических наук,
советник директора,
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR
Shukurali.Kazimov@socar.az

Ахмед Фариз Фикрет

кандидат технических наук,
старший научный сотрудник отдела
по борьбе с водо- и пескопроявлениями,
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR

Мехдиев Камил Камал оглы

Руководитель отдела добычи нефти и газа,
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR
Kamil.Mehdiyev@socar.az

Гаибова Арзу Гусейнали гызы

инженер отдела по борьбе с водо- и пескопроявлениями,
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR

Аннотация. Поздняя стадия разработки нефтяного месторождения сопровождается высоким обводнением добываемой продукции скважин. При этом процесс разрушения коллектора будет непрерывным из-за постоянного выноса в скважину частиц разрушенной породы.

Разработка нефтяных и газовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки осложняется проявлением сероводорода (H₂S). В результате закачки огромных объемов морской воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления происходит их микробиологическое заражение, и H₂S появляется даже на тех месторождениях Азербайджана, где его раньше не было.

Повышение качества крепления призабойной зоны скважин в этих условиях может быть обеспечено созданием новых рецептур тампонажных растворов стойких H₂S агрессии и способов улучшения их технологических показателей.

Ключевые слова: обводненность, разрушение коллектора, скважина, механические примеси, сероводород, тампонажный раствор.

Kazymov Shukurali Pasha oglu

PhD in technical sciences,
advisor to the director,
NIPI «Neftegaz» SOCAR
Shukurali.Kazimov@socar.az

Ahmed Fariz Fikret

PhD in technical sciences,
Senior research fellow in the water
and sand control department,
NIPI «Neftegaz» SOCAR

Mehdiyev Kamil Kamal oglu

Head of the Oil and Gas
Production Department,
NIPI «Neftegaz» SOCAR
Kamil.Mehdiyev@socar.az

Gaibova Arzu Guseinali gizi

an engineer in the water
and sand control department,
NIPI «Neftegaz» SOCAR

Annotation. The late stage of development of the oil field is accompanied by high water cut of the produced well products. In this case, the process of destruction of the reservoir will be continuous due to the constant removal of particles of destroyed rock into the well.

The development of oil and gas fields at a late stage of development is complicated by the manifestation of hydrogen sulfide (H₂S). As a result of the injection of huge volumes of sea water into reservoirs to maintain reservoir pressure, their microbiological infection occurs, and H₂S appears even in those fields of Azerbaijan where it did not exist before.

Improving the quality of fixing the bottom-hole zone of wells in these conditions can be achieved by creating new formulations of cement slurries of persistent H₂S aggression and ways to improve their technological parameters.

Keywords: water cut, reservoir destruction, well, mechanical impurities, hydrogen sulfide, cement solution.

Разработка нефтяного месторождения сопровождается высоким обводнением добываемой продукции скважин. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо увеличение дебитов скважин, которое неизбежно приводит к высоким скоростям фильтрации, способствующим срыву и выносу мехпримесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны вследствие разрушения скелета коллектора на стенках каналов и трещин из-за образования микротрещин. [1].

В некоторых регионах страны, а также в ряде зарубежных, разработка нефтяных и газовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, осложняется проявлением сероводорода (H₂S). В результате закачки огромных объемов морской воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления происходит их микробиологическое заражение, и H₂S появляется даже на тех



месторождениях, где его раньше не было. Во многих скважинах в результате жизнедеятельности сульфаторедуцирующих бактерий проявление H_2S может приносить вред и являться одной из причин частых остановок скважин. Как известно H_2S может образовываться различными путями: разложением белковых веществ, химическим разложением соединений серы и биогенным путём.

На месторождениях Абшеронского п-ва и морских месторождениях образование H_2S происходит биогенным путём под влиянием сульфатредуцирующих бактерий, при восстановлении соединений серы до H_2S в умеренных температурах порядка 25–60 °C [2].

Для успешного решения этой проблемы необходим системный подход, предусматривающий, в первую очередь, учёт конкретных условий эксплуатации всех элементов единой нефтепромысловой системы «пласт-тампонажный барьер-скважина» [3].

Проведён анализ результатов исследований защитного действия в тампонажном растворе-камне компонентов, нейтрализующих H_2S как отечественного, так и зарубежного производства, наиболее широко применяемых в нефтегазопромысловом деле.

В лабораторных условиях для улучшения физико-механических (прочность, растекаемость, время схватывания) свойств вяжущей системы в агрессивной среде был подготовлен тампонажный раствор на основе композиции «Nefteqaz-2016 Y», разработанный в НИПИ Нефть и газ SOCAR.

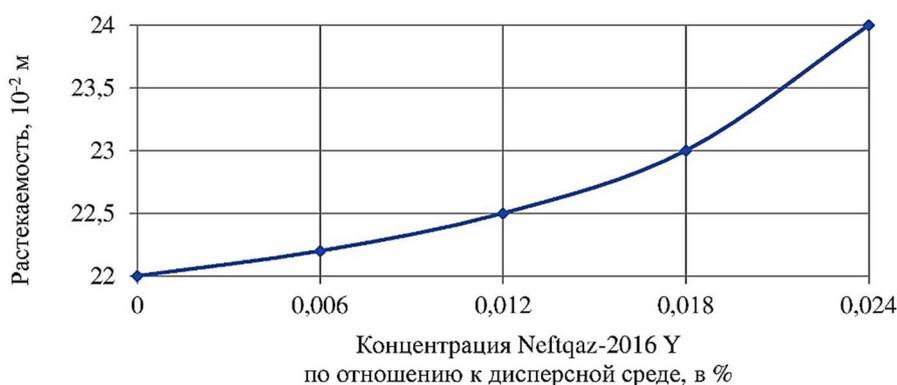


Рисунок 1 – Растекаемость тампонажного раствора в зависимости от концентрации «Nefteqaz 2016 Y»

Как видно из рисунка 1 с повышением концентрации «Nefteqaz 2016 Y» в среде растекаемость повышается.

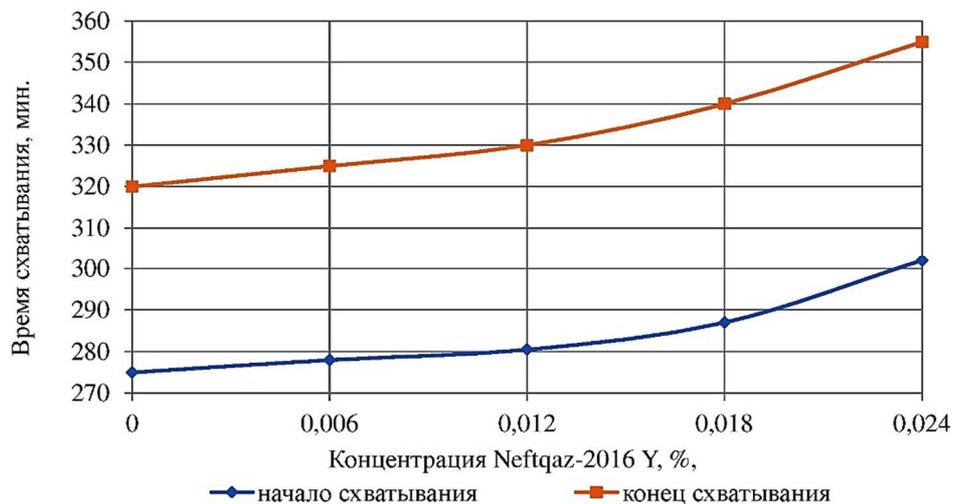


Рисунок 2 – Зависимость времени схватывания от концентрации «Nefteqaz 2016 Y»

Дальнейшие исследования были проведены в направлении влияния концентрации «Nefteqaz 2016 Y» на время начала и конца схватывания. Результаты экспериментальных исследований приведены на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2 с увеличением концентрации «Nefteqaz 2016 Y» начало схватывания изменяется от 4 ч. 35 мин. до 5 ч., время конца схватывания 5 ч. 20 мин. до 5 ч 55 мин.

Радиус дисперсионного раствора с добавкой «Nefteqaz 2016 Y» был измерен в H_2S среде. Данные исследования приведены на диаграмме, показанной на рисунке 3.

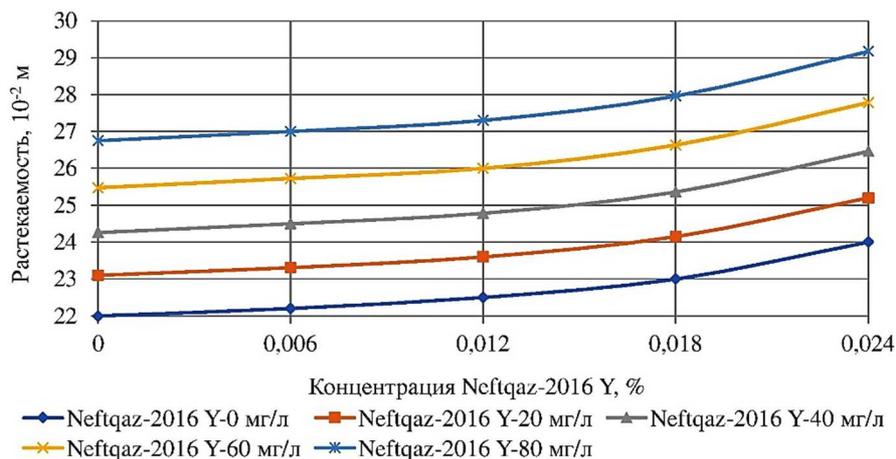


Рисунок 3 – Расстекаемость тампонажного раствора в H₂S среде (концентрация H₂S в 1 л воды, мг/л) в зависимости от процентного содержания «Neftqaz 2016 Y»

Как видно из рисунка 3 с увеличением в среде H₂S наблюдается расширение растекаемости. В дальнейшем были проведены исследования начала и конца схватывания тампонажного раствора с добавкой «Neftqaz 2016 Y» в H₂S среде. Данные исследований приведены на рисунок 4 и 5.

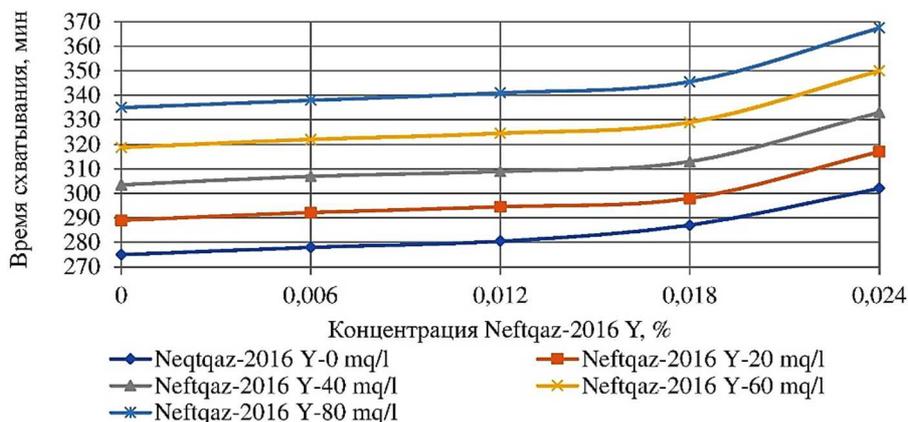


Рисунок 4 – Начало схватывания тампонажного раствора в H₂S среде (концентрация H₂S в 1 л воды, мг/л) в зависимости от процентного содержания «Neftqaz 2016 Y»

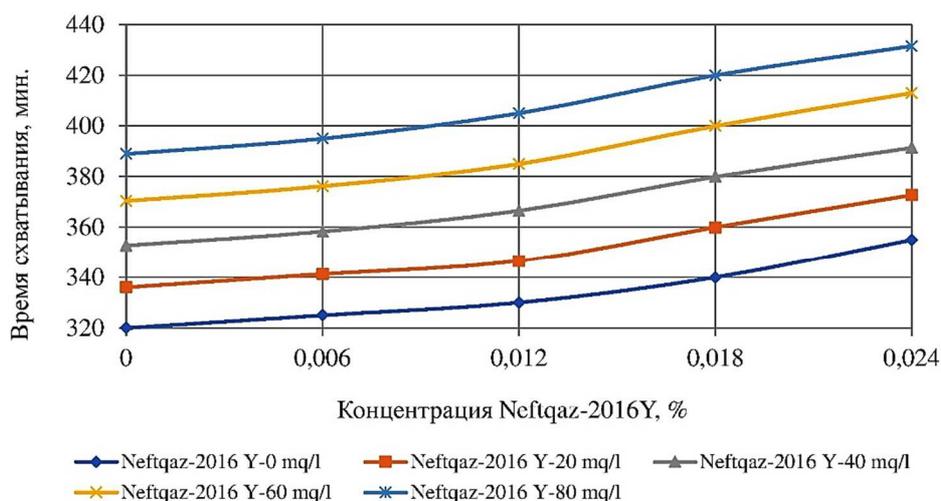


Рисунок 5 – Конец схватывания тампонажного раствора в H₂S среде (концентрация H₂S в 1 л воды, мг/л) в зависимости от процентного содержания «Neftqaz 2016 Y»

Как видно из рисунка 4 и 5 увеличение в среде H₂S приводит к увеличению времени начала и конца схватывания.



В дальнейшем была измерена прочность цементного камня в сероводородной среде и данные исследований приведены на рисунке 6.

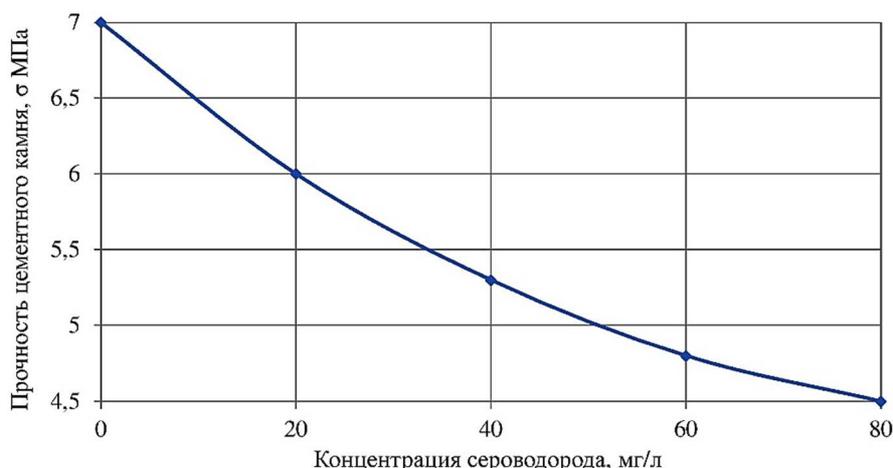


Рисунок 6 – Изменение прочности цементного камня в зависимости от концентрации сероводорода

В дальнейшем была исследована прочность цементного камня с добавлением реагента «Neftqaz 2016 Y» в H₂S среде и на основе этого был построен график на рисунке 7.

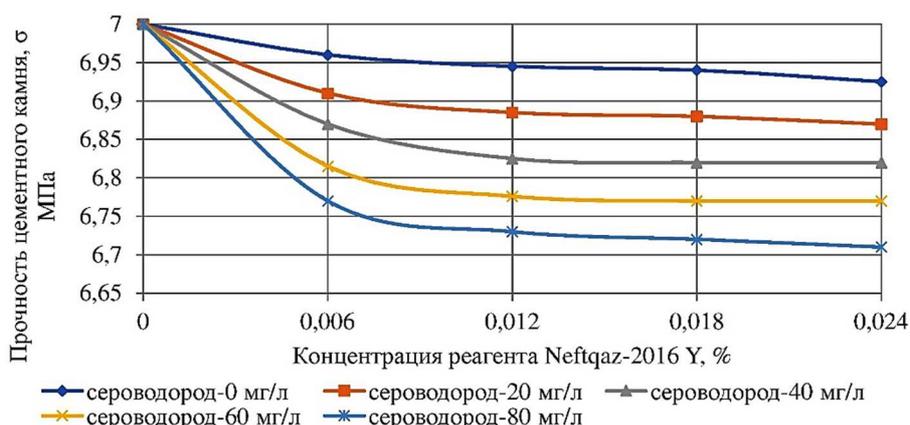


Рисунок 7 – Прочность цементного камня в сероводородной среде от концентрации реагента «Neftqaz 2016 Y»

Как видно из рисунка 7 с добавлением реагента прочность цементного камня нормализуется.

Выводы

1. Применение устойчивых тампонажных материалов для крепления ПЗС пескопроявляющих скважин является обязательным условием.
2. Разработан тампонажный материал и технология цементирования пескопроявляющих скважин с сероводородной агрессией.

Литература

1. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей / С.В. Смольников [и др.]. – Уфа : Нефтегазовое дело, 2010. – 41 с.
2. Рубенчик Л.И. Геологическая деятельность сульфаторедуцирующих бактерий // Природа. – Изд. АН СССР, 1946. – № 10.
3. Повышение экологической безопасности текущего и капитального ремонта нефтяных скважин / М.М. Мухаметшин [и др.] // Тез. докл. XIII Междунар. науч.-техн. конф. «Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии. Реактив-2000». – Тула : Изд-во ТГПУ им. Л.Н. Толстого, 2000. – С. 228.
4. Перейман А.А., Осадчая И.Л. Повышение коррозионной стойкости цементного камня в условиях сероводородной агрессии // Тез. докл. IX Международной науч.-практ. нефтегазовой конф.: Инновационные технологии, направленные на повышение и восстановление производительности скважин месторождений УВ и ПХГ (Кисловодск, 24–27 сент. 2012 г.). – Ставрополь : ОАО «СевКав-НИПИгаз», 2012. – С. 46–48.



5. Овчинников В.П. Тампонажный материал для крепления сероводородсодержащих скважин с температурами 20–100 °С // Бурение и нефть. – 2008. – № 12. – С. 18–19.
6. Харитонов Т.А., Овчинников В.П. Результаты исследований стойкости цементного камня при сероводородной и углекислой агрессии // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – № 4. – С. 50–52.

References

1. Methods of protection of the pump equipment for oil extraction from the mechanical impurities / S.V. Smolnikov [et al.]. – Ufa : Oil and Gas Business, 2010. – 41 p.
2. Rubenchik L.I. Geological activity of sulfatereducing bacteria // Nature. – Published by the USSR Academy of Sciences, 1946. – № 10.
3. Increase of ecological safety of the current and overhaul repair of oil wells / M.M. Mukhametshin [et al.] // Proc. of XIII International scientific-technical conference «Chemical reagents, reagents and processes of low-tonnage chemistry. Reagent-2000». – Tula : Tolstoy State Pedagogical University Publishing House, 2000. – P. 228.
4. Pereyman A.A., Osadchaya I.L. Increase of Corrosion Resistance of Cement Stone in Conditions of Hydrogen Sulfuric Aggression // Proc. of IX International Scientific and Practical Conf.: Innovative Technologies to Increase and Restoration of Well Productivity of Oilfield HC and UGS (Kislovodsk, September 24–27, 2012). – Stavropol : OJSC SevKav-NIPGaz, 2012. – P. 46–48.
5. Ovchinnikov V.P. Tamponazhnyi material for fixing hydrogen sulfide wells with temperatures 20–100 °С // Drilling and oil. – 2008. – № 12. – P. 18–19.
6. Kharitonova T.A., Ovchinnikov V.P. Research results of a cement stone firmness at hydrogen sulphide and carbon dioxide aggression // Izvestia vuzov. Oil and gas. – Tyumen : TyumGNGU, 2010. – № 4. – P. 50–52.