ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГЛУБОКИХ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИН

INCREASING THE EFFICIENCY OF DEEP HIGH-TEMPERATURE WELLS

²Газабиева З.Х., ²Дачаев М. А., ³Халадов А.Ш., ⁴Азимов С.-А. А.
⁴Gazabieva Z.Kh., ²Dachaev M.A., ¹Khaladov A.Sh., ³Azimov S.-A. A.

¹Старший преподаватель кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

²Студент гр.НР-18-2п по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г.Грозный, Россия

³Кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

⁴Студент гр.НР-18-2п по профилю подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

¹Senior Lecturer, Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

²Student group NR-18-2p on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

³Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Drilling, Development and Operation of Oil and Gas Fields, GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

⁴Student group NR-18-2p on the profile of training "Operation and maintenance of oil production facilities" GSOTU named after acad. M.D. Millionshchikov, Grozny, Russia

Аннотация. Повышение эффективности эксплуатации глубоких высокотемпературных скважин характеризуется рядом технологических особенностей. Известно, что в подобных неоднородных коллекторах интервалы дренирования составляют небольшую величину в пределах 30-40 % от вскрытой толщины пласта.

Abstract. Improving the operational efficiency of deep high-temperature wells is characterized by a number of technological features. It is known that in such heterogeneous reservoirs, drainage intervals are small, within 30-40% of the penetrated formation thickness

Ключевые слова: кислотные обработки, повышения эффективности, эмульсии, органические растворители, реагенты.

Keywords: acid treatments, efficiency improvement, emulsions, organic solvents, reagents

Значительная часть разведанных и находящихся в разработке нефтегазовых месторождений приурочены к глубокозалегающим и сложно построенным трещинным и трещино-поровым коллекторам. Эти продуктивные горизонты отличаются высокими пластовыми температурами (до 180° С) и давлением (до 100 МПа) и литологически представлены карбонатными породами (как, например, в Чеченской Республике) [1, 2].

Проводимые для повышения эффективности эксплуатации скважин обычные схемы кислотных обработок в этих условиях неэффективны, так как кислота поглощается только сильно раздренированными зонами, а низкопроницаемые интервалы химическому воздействию практически не подвергаются. При близком расположении водонефтяного контакта (ВНК) подобные обработки могут привести к появлению воды даже в чисто нефтяных скважинах.

Основным реагентом при этом для обработок карбонатных пластов являются растворы на основе соляной кислоты. В чистом виде соляная кислота, ингибированная В – 2, АКОР может быть использована для обработок пластов с температурой только до 130° С. Это обусловлено высокой коррозионной агрессией соляной кислоты, большой скоростью ее нейтрализации и

отсутствием вследствие этого глубокой обработки пласта. Для уменьшения скорости реакции и увеличения глубины обработки могут быть использованы такие технологические приемы как предварительное до закачки кислоты охлаждение забоя, увеличение концентрации HCl (до 30 %), повышение скорости и давления закачки. Однако в условиях глубоких скважин это дает слабый эффект. Радикальным способом увеличения радиуса и эффективности обработки является использование HCl в виде эмульсии в нефти, керосине или ароматических углеводородах, а также применение органических кислотных растворов. Применение этих составов позволяет эффективно обрабатывать глубокие скважины с пластовыми температурами до 160 – 180° С [3].

Солянокислотные эмульсии (СКЭ) представляют собой структурированные системы, содержащие кислотную и углеводородную фазы и стабилизатор эмульсии.

СКЭ не проявляет коррозионной агрессивности по отношению к подземному оборудованию. Поэтому СКЭ может использоваться в целях обеспечения антикоррозионной защиты труб в процессе доставки кислоты к забою скважины. В этом случае рецептура эмульсии подбирается таким образом, чтобы период стабильности был равен или незначительно превышал время прокачки эмульсии к забою скважины. При этом выделение кислоты в свободную фазу и взаимодействие с породой происходит сразу же после поступления СКЭ в пласт.

Органические кислотные растворы (ОКР) представляют собой водные растворы органических кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, масляной) и органических полярных растворителей (спиртов, кетонов, эфиров) [3].

Большинство промышленных органических кислотных растворов является побочными, промежуточными продуктами или отходами производства органических кислот.

Органические кислотные растворы обладают пониженной коррозионной агрессивностью и могут быть приготовлены также из чистых компонентов, например, путем смешения кислоты (муравьиной или уксусной), воды и растворителя (метанола или ацетона).

Основным качественным показателем этих растворов является содержание органических кислот.

Растворение карбонатных пород в органических кислотах происходит в 2,8 – 12,0 раз медленнее, чем в концентрированной соляной кислоте, вследствие чего становится возможной доставка активного кислотного раствора к зонам пласта, удаленных от ствола скважины на расстояние до 50 м и более. Реакция с известняком протекает наиболее интенсивно при содержании органических кислот в пределах 15 – 25 %. В концентрированных растворах взаимодействие с известняком происходит очень медленно. Поэтому для обработок карбонатных пластов, как правило, рекомендуются разбавленные водой ОКР.

Присутствие органических растворителей также способствует замедлению реакции с карбонатами, и, кроме того, улучшает проникающую способность раствора и очистку пласта от отложений органических соединений.

Обработки кислотной эмульсией проводятся в основном для глубокого воздействия на пласт. Объем солянокислотной эмульсии (СКЭ) при обработке карбонатных пластов выбирается из расчета 0,8 + 1,5 м³ эмульсии на 1 м вскрытой толщины пласта. В отдельных случаях, при отсутствии более эффективных реагентов, нефтекислотная эмульсия может использоваться для обработки призабойной зоны пласта из расчета 0,3 – 0,8 м³ эмульсии на 1 м вскрытой мощности пласта [4].

После разложения соляно-кислотной эмульсии высвободившаяся кислота реагирует с карбонатными породами по обычной схеме:

Количество растворяемого соляной кислотой карбоната колеблется в пределах 240-400 кг/м³.

Для обработки слабокарбонатных пластов используется глинокислотная эмульсия (ГКЭ). Эмульсия готовится на основе глинокислоты (12-15 % HCl+2-10% HF) из расчета 0,8 – 1,6 м³ на 1 м вскрытой мощности пласта для обработки призабойной зоны и 1,6 – 3,2 м³ – для глубокой обработки. В остальном технология обработки терригенных пластов не отличается от обычных обработок карбонатных пластов [3]. Удобным и технологичным заменителем плавиковой кислоты является соль фторид-бифторид аммония NH₄FHF. При этом 1 кг фторид-бифторид аммония эквивалентен 1,5 л. концентрированной HF.

Для приготовления нефтекислотной эмульсии расчетное количество эмульгатора (амины) сначала растворяют в 100 – 200 л нефти, предварительно подогретой до температуры 50° С. Полученный раствор стабилизатора разбавляют нефтью до расчетного объема. В другой емкости готовят 15 % - ный раствор соляной кислоты или глинокислоту [2, 3]. Содержание фаз в кислотной эмульсии составляет HCl – 60 – 70 %, углеводороды – 30 – 40 %, эмульгатор – 0,1 – 0,5 %. Концентрация эмульгатора определяется пластовой температурой и необходимым периодом стабильности эмульсии.

Приготовление солянокислотной эмульсии осуществляется путем подачи в один трубопровод кислоты и углеводородной жидкости при соотношении расходов 3 : 2. Для улучшения условий перемешивания в трубопроводе устанавливается штуцер диаметром 8 – 10 мм; перепад давления на штуцере должен составлять 8 – 10 МПа. Приготовление нефтекислотной эмульсии, как правило, совмещается с закачкой ее в скважину.

Объем продажной жидкости выбирается с учетом периода стабильности эмульсии и результатов предыдущих обработок. Продолжительность продавки эмульсии в пласт не должна превышать периода ее стабильности при пластовой температуре.

Выдержка нефтекислотной эмульсии в пласте обычно не рекомендуется. Исключение составляет обработка призабойной зоны пласта в скважинах с весьма малой приемистостью. В этом случае используется эмульсия с малым периодом стабильности (10 – 20 мин), которая выдерживается на забое или в пласте в течение 30 – 40 мин. Прочие операции обработок солянокислотной эмульсией проводятся аналогично обработкам соляной кислотой.

Технология обработок карбонатных пластов органическими кислотными растворами имеет много общего с процессами обработок соляной кислотой. Вследствие более длительного периода нейтрализации, применение концентрированных органических растворов позволяет увеличить глубину воздействия на пласт в высокотемпературных скважинах.

Обработка призабойной зоны пласта проводится водными растворами, содержащими 10 – 25 % органических кислот. Количество раствора принимается из расчета 0,3 – 0,6 м³ на 1 м вскрытой мощности пласта. При отсутствии приемистости применяется раствор, содержащий 10 – 15 % органических кислот в количестве 1 – 2 м³, который выдерживают на забое под давлением в течение 1 часа [1, 3, 4].

Для глубокой обработки пласта используются растворы, содержащие 40 – 50 % органических кислот. Закачку таких растворов производят отдельными порциями по 1 – 3 м³, между которыми закачивают порции воды. Соотношение объемов органического кислотного раствора и воды рекомендуется поддерживать в пределах от 1:1 до 1:3, причем избыток воды следует применять в скважинах с более низкими значениями приемистости. Суммарное количество реагентов (воды и органического раствора) принимается из расчета 0,6 + 1,5 м на 1 м вскрытой мощности пласта.

Для увеличения охвата пласта дренированием по мощности может быть использована комбинированная схема обработки. Она заключается в последовательной закачке в пласт концентрированного раствора (3 – 5 м³) и затем разбавленного до 15 – 25 % раствора [1, 3].

Рассмотренные технологические схемы повышения эффективности эксплуатации глубоких высокотемпературных скважин внедрены на нефтепромыслах Северного Кавказа (Грозный, Ставрополь и др.) с высоким экономическим эффектом [3, 4].

Список использованной литературы

1. Халадов А.Ш. Повышение эффективности эксплуатации глубоких высокотемпературных скважин. Журнал «Естественные и технические науки», Москва. № 11 (149), ISSN 1684-2626 ООО Компания Спутник +2020. С.145-148,
2. Халадов А.Ш. Интенсификация притока жидкости из высокотемпературных мезозойских пластов месторождений Грозненского нефтяного района печатная / А.Ш.Халадов, Ю.В. Дудников, А.А. Ямалетдинова К.Ш. Ямалетдинова //Материалы X Международной научно-практической конференции Уфа. «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса»: 05-10 октября 2020 года РИЦ БашГУ, 2020, С.46-48. ISBN 978-5-7477-5208-5.
3. Халадов А.Ш. Аналитический обзор и анализ результатов соляно-кислотного воздействия в скважинах с неоднородными карбонатными коллекторами / А.Ш.Халадов,

Ю.В.Дудников, К.Ш. Ямалетдинова, Й.Д. Тасуева, М.М. Дудаев // Научно-технический журнал «Нефтепромышленное дело», Москва, № 6 (606), ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019, ISSN 0207-2351 С. 41-46.

4. Халадов А.Ш. Добыча нефти из высокотемпературных карбонатных пластов месторождений Грозненского нефтяного месторождения / А.Ш.Халадов, Ю.В.Дудников, А.Р. Габдуллин, М.Ф Тухватуллин, М.М. Бакраев, М.М. Дудаев, З.Х. Газабиева, М.С.Халадов, И.И.Алиев // Международная научно-практическая конференция «Инновации и наукоемкие технологии в образовании и экономике»: 2-3 апреля 2018 года РИЦ БашГУ, 2018, С.216-218. ISBN 978-5-7477-4662-6.

DOI: 10.34708/GSTOU.CONF..2021.37.75.025

УДК 66.086

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПОЛЕЙ НА АДГЕЗИЮ ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ

INFLUENCE OF TEMPERATURE FIELDS ON INSULATION POLYMERIC COATING ADHESION

¹Бондарь К.Е., ²Иванов С.П., ³Лапонов С.В., ⁴Сулейманов Д.Ф., ⁵Шулаев Н.С.

¹Bondar K.E., ²Ivanov S.P., ³Laponov S.V., ⁴Suleymanov D.F., ⁵Shulaev N.S.

¹ Старший преподаватель кафедры «ОНХЗ» филиала ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Стерлитамаке, Россия

² Доктор технических наук, профессор, заведующий кафедры «ОНХЗ» филиала ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Стерлитамаке, Россия

³ кандидат технических наук, доцент кафедры «ОНХЗ» филиала ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Стерлитамаке, Россия

⁴ кандидат технических наук, доцент кафедры «ОНХЗ» филиала ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Стерлитамаке, Россия

⁵ Доктор технических наук, профессор, заведующий кафедры «ИМФ» филиала ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Стерлитамаке, Россия

Аннотация. В статье приведены результаты исследования воздействия электромагнитного излучения сверхвысокочастотного диапазона на изоляционные полимерные материалы трубопроводов изготовленных на основе поливинилхлорида и прогнозирование влияния излучения на адгезионные свойства. Показано улучшение эксплуатационных характеристик материалов, приводящее к увеличению срока службы и надежности трубопроводных систем. Разработан метод расчета изменения и распределения температур по поверхности изолируемого материала, вызванных микроволновым излучением, необходимый для определены оптимальных режимов обработки полимера.

Abstract. The article provides the results of the research into the high-frequency electromagnetic radiation influence on polyvinyl chloride based polymeric piping coatings as well as forecasting how radiation can affect adhesion. It also exhibits the improvement of materials efficiency leading to longer service and higher reliability of piping systems. A calculation method for temperature changes and distribution across the coated material under the influence of microwave radiation has been developed which is required to establish the most appropriate polymer treatment techniques.

Ключевые слова. Адгезия; изоляция; пленка; поливинилхлорид; температурные поля; электромагнитное излучение сверхвысокочастотного диапазона.

Keywords. Adhesion; insulation; film; polyvinyl chloride; temperature fields; high frequency electromagnetic wave.