



УДК 622.279.7

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ НА БИОПОЛИМЕРНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТА СКВАЖИН

TECHNOLOGICAL FLUIDS BASED ON BIOPOLYMERS TO INCREASE EFFICIENCY OF WELLS REPAIR

Гасумов Рамиз Алиевич

доктор технических наук, профессор,
первый заместитель генерального директора,
АО «СевКавНИПИгаз»
Priemnaya@scnipigaz.ru

Минченко Юлия Сергеевна

кандидат технических наук,
начальник лаборатории
комплексных химико-аналитических
и газохимических исследований,
АО «СевКавНИПИгаз»
minchenko.yuliya@inbox.ru

Gasumov Ramiz Alievich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
First Deputy General Director,
SevKavNIPigaz JSC
Priemnaya@scnipigaz.ru

Minchenko Yuliya Sergeevna

Candidate of Technical Sciences,
Head of the Laboratory
of Complex Chemical Analytical
and Gas Chemical Studies,
SevKavNIPigaz JSC
minchenko.yuliya@inbox.ru

Аннотация. Сохранение естественной проницаемости коллектора в прискважинной зоне является одним из основных требований качественного ремонта скважин. Однако, как показывает промысловая практика, капитальный ремонт почти повсеместно проводится с применением технологических жидкостей, параметры которых подбираются без учета конкретных геологических условий, литолого-физических свойств коллектора и физико-химических характеристик насыщающих его флюидов. Минимизации ущерба продуктивному пласту из-за потери его естественной проницаемости при ремонте скважин, способствует применение биополимеров микробного происхождения в качестве основы рабочих жидкостей. В данной работе рассмотрен опыт применения различных составов технологических жидкостей при ремонтно-изоляционных работах и обоснована практическая ценность работ на биополимерной основе. Приведены результаты лабораторных исследований и предложены составы технологических жидкостей для ремонта скважин.

Ключевые слова: газовая скважина, технологическая жидкость, ремонтные работы, биополимеры, изоляционные составы, продуктивность пласта, химические реагенты.

Annotation. Maintaining the natural permeability of the reservoir in the near-wellbore zone is one of the main requirements for quality well repair. However, as the field practice shows, the overhaul is almost universally carried out with the use of process fluids, the parameters of which are selected without taking into account the specific geological conditions, the lithological and physical properties of the reservoir and the physicochemical characteristics of the fluids that saturate it. The minimization of damage to the reservoir due to the loss of its natural permeability in the repair of wells, contributes to the use of biopolymers of microbial origin as the basis of working fluids. In this paper, the experience of using various compositions of process fluids during repair and insulation works is considered and the practical value of solutions on a biopolymer basis is substantiated. The results of laboratory studies are presented and the compositions of process fluids for well repair are proposed.

Keywords: gas well, process fluid, repairs, biopolymers, insulating compounds, formation productivity, chemical reagents.

Одной из основных причин потери продуктивности скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ) с большой мощностью высокопроницаемых продуктивных пластов является необоснованный подход к применению технологических жидкостей. Проведение РВР скважин без учета их физико-химических характеристик и геолого-физических особенностей коллекторов, приводит к интенсивным поглощениям рабочих жидкостей, потери циркуляции, ухудшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов, резкому снижению производительности скважин. Поэтому разработка составов технологических жидкостей для глушения с временным блокированием призабойной зоны при ремонте скважин, предотвращающих загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП), является актуальной проблемой для многих месторождений и ПХГ.

Проведенный анализ работ, посвященных изучению повышения производительности газовых скважин в различных горно-геологических условиях, позволяет обобщить теоретические и практические данные исследований, а также обозначить требования, предъявляемые к гелеобразующему составу для временного блокирования ПЗП:

- технологичность (содержание минимального числа компонентов, простота закачки);
- гомогенность;
- инертность к породам, слагающим пласт-коллектор;



- не снижать проницаемость ПЗП;
- обладать удерживающей способностью по газу и исключать пути миграции флюида по законному пространству (ЗКП);
- иметь высокие значения предела прочности сцепления с вмещающими поверхностями;
- полное удаление из скважины перепадом давления, не превышающим критическую депрессию на пласт (исключить применение химической обработки ПЗП).

С целью подбора состава для временного блокирования пласта, отвечающего вышеуказанным требованиям, а также количественной оценки закупоривающей способности на породы газовых коллекторов были проведены лабораторные исследования. В ходе экспериментов определялась кольматирующая способность известных составов технологических систем. В качестве проницаемых образцов использовались искусственные цементно-песчаные керны с различной проницаемостью, изготовленные по специальной технологии. Для исключения химической кольматации материал кернов не содержал набухающего вещества (глины). В качестве известных составов технологических систем использовались буровые растворы (утяжелённый и загущенный), блокирующие жидкости, гелеобразующие составы, соляные растворы и техническая вода.

Остаточная проницаемость керна определялась по методике [1]. Показателем степени кольматирующей способности исследуемых жидкостей на керн принят коэффициент восстановления проницаемости β , определяемый по формуле:

$$\beta = (K_6/K_0) \cdot 100 \%, \quad (1)$$

где K_6 – коэффициент проницаемости керна после его взаимодействия с блокирующей жидкостью (после декольматации); K_0 – коэффициент начальной проницаемости керна.

Из таблицы 1 следует, что даже вода для газовых пластов может являться механическим кольматантом. По опыту № 2 видно, что при низкой начальной проницаемости керна и воздействии на него глинистого раствора коэффициент β , весьма высок и снижается по мере увеличения K_0 . Образующая глинистая корка оказывает сдерживающий эффект на проникновение фильтрата бурового раствора в пласт. Это объясняется тем, что с увеличением K_0 существенно уменьшается сила поверхностного натяжения фильтрата и воды, что облегчает процесс вытеснения ее газом. Однако ситуация меняется при воздействии на керн высоковязких систем, особенно содержащих твёрдую фазу.

Из экспериментальных данных видно, что высокой кольматирующей способностью обладают инертно-блокирующие растворы, которые по своей сути являются химически нейтральными к материалу коллектора и содержат твёрдую фазу, которая аналогично бентониту придаёт раствору тиксотропные свойства

Минимизации ущерба продуктивному пласту в плане снижения его естественной проницаемости, что особенно актуально при эксплуатации скважин в условиях аномально-низкого пластового давления (АНПД), способствует применение биополимеров микробного происхождения в качестве основы рабочих жидкостей для ремонта скважин.

Практическая ценность биополимеров определяется прежде всего их способностью в малых концентрациях резко менять реологические свойства водных систем: повышать вязкость, образовывать гели, служить стабилизаторами суспензий и эмульсий. Эти свойства привлекли внимание нефтегазодобытчиков, и биополимеры в последние два десятилетия стали испытывать и применять в практике разведочного и эксплуатационного бурения, изменения приемистости призабойных зон, повышения эффективности процессов нефтевытеснения, а в последние годы – и при капитальном ремонте скважин.

Для временного блокирования пласта нами предлагается вязкоупругий состав (ВУР) на основе биополимера *SupraXan* [2]. Основная цепь *SupraXan* построена из звеньев Д-глюкозы, соединённых 1,4 β-гликозидными связями, а в ответвлениях кора – трисахарид, состоящий из β-D-маннозы, β-D-глюкуроновой кислоты и α-D-маннозы. Остатки глюкуроновой кислоты и кислые пировиноградные группы придают молекулам ксантана анионный характер. Молекулы *SupraXan* в водных растворах склонны к самоассоциации и с повышением ионной силы раствора или концентрации полисахарида формируется гель. Сшивающим реагентом в составе раствора является ТЭАТ-1.

По результатам лабораторных исследований наиболее эффективно применение гелеобразующего состава без наполнителей в условиях малой проницаемости пласта-коллектора ($\leq 0,1$ мкм²). С целью расширения диапазона применения состава для различных горно-геологических условий в него вводились наполнители, отличающиеся по химической природе и степени дисперсности.

Применение предлагаемого состава оптимально для кернов с проницаемостью 0,5–0,9 мкм² при концентрации волокон в геле 0,25–0,40 % от общей массы. Тонкое инертное волокно под воздействием давления надёжно перекрывает «трещины» испытываемого образца керна. В составе раствора оно располагается перпендикулярно к трещине керна и формирует прочный экран на поверхности образца вследствие затухающей фильтрации. Благодаря минимальному проникновению геля внутрь керна (1,0–3,0 мм) образец деблокировался при давлении в три раза ниже давления репрессии.



Временно изолировать керн проницаемостью 1 мкм² эффективно гелевой системой с кордным волокном. А для керна проницаемостью от 0,2 мкм² до 0,54 мкм² наилучшие показатели были получены при обработке сшитой гелевой системой с наполнителем базальтовое волокно.

В реальных условиях состав для временного блокирования будет взаимодействовать с горной породой. Поэтому были проведены дополнительные исследования адгезионных свойств состава на искусственных образцах горной породы.

В ходе опытов с исследуемыми составами происходило обратное отпоршневание газа в шприц при подаче воздуха объемом 1–2 см³. Внутри состава образовывался воздушный пузырь, который удерживался внутри системы, не всплывая на поверхность (рис. 1). Это свидетельствует о достаточной прочности структуры геля при его взаимодействии с горной породой, что позволяет сделать вывод о высокой адгезионной и газоблокирующей способности [3].

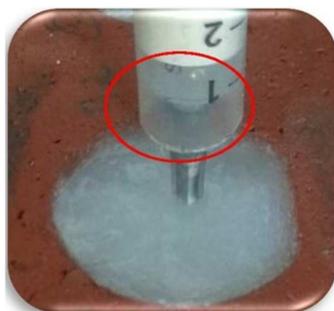


Рисунок 1 – Исследование удерживающей способности гелеобразующего состава: при подаче воздуха объемом 2 см³ произошло обратное отпоршневание

Нами также предлагаются составы технологических жидкостей на биополимерной основе (Сараксан, SupraХан), которые могут применяться для промывки песчаных пробок, резки боковых стволов и освоения скважин. Биополимерные жидкости имеют пониженные фильтрационные свойства и выраженные псевдопластические, а содержание антифриза в составах позволяет использовать эти жидкости при отрицательных температурах в зимнее время. Основные физико-химические свойства и структурно-реологические параметры технологических жидкостей представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные свойства технологических жидкостей на биополимерной основе

| Наименование показателя | Значение |
|---|-----------------|
| Биополимерная жидкость без антифриза | |
| плотность ρ, кг/м ³ | 600–842 |
| фильтрация Ф, см ³ /30 мин | 2,0–4,0 |
| пластическая вязкость η, мПа·с | 13–28 |
| динамическое напряжение сдвига τ ₀ , дПа | 144–373 |
| статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин θ _{1/10} , дПа | 29–124 / 34–168 |
| коэффициент нелинейности <i>n</i> | 0,30–0,40 |
| температура замерзания, °С | от –3 до –5 |
| Биополимерная жидкость с антифризом | |
| плотность ρ, кг/м ³ | 630–990 |
| фильтрация Ф, см ³ /30 мин | 2,0–4,8 |
| пластическая вязкость η, мПа·с | 16–31 |
| динамическое напряжение сдвига τ ₀ , дПа | 129–254 |
| статическое напряжение сдвига за 1 и 10 мин θ _{1/10} , дПа | 34–91 / 34–115 |
| коэффициент нелинейности <i>n</i> | 0,37–0,47 |
| температура замерзания, °С | от –12 до –39 |

Биополимерные жидкости имеют улучшенные структурно-реологические свойства, обеспечивающие их повышенную удерживающую и транспортирующую способность. Последние характеризуются коэффициентом нелинейности – *n*. Чем меньше *n*, тем больше раствор проявляет псевдопластические свойства. Это значит, что вязкость уменьшается с повышением относительных скоростей сдвига и, наоборот, вязкость увеличивается с уменьшением относительных скоростей сдвига. Уменьшение константы *n* позволяет улучшить вынос породы и очистку скважины за счёт выравнивания (уплощения) профиля скоростей течения жидкости в межтрубном пространстве.



По сравнению с традиционно применяемыми при добыче газа водорастворимыми синтетическими полимерами, в частности, ПАА, биополимеры обладают рядом существенных преимуществ, в т.ч. таких, которые позволяют применять их в очень жестких условиях, где использование синтетических полимеров неэффективно.

Стоимость биополимерных систем выше, чем обычных технологических жидкостей, содержащих синтетические полимеры. Несмотря на высокую стоимость биополимеров, их применение выгодно, так как сводится к минимуму отрицательное воздействие биополимерных жидкостей на продуктивный пласт, снижаются затраты времени на освоение скважин после проведения ремонтных работ с их использованием. В силу указанных преимуществ эти системы являются эффективными, и в определенных условиях им нет альтернативы.

Применение биополимеров, являющихся продуктами жизнедеятельности микроорганизмов, в технологических жидкостях для скважин с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД) и с высокими температурами не встречается в промышленной практике нефтегазодобывающих предприятий, поскольку эффективность действия микробных биополимеров, как правило, ограничивается температурами 60–80 °С. В этой связи можно сделать вывод о целесообразности использования биополимеров в составе технологических жидкостей с утяжеляющими добавками для капитального ремонта скважин в условиях АВПД с соблюдением указанных температурных пределов применения.

Для применения биополимеров микробного происхождения в технологиях капитального ремонта скважин с АВПД при более высоких температурах необходима их корректировка в процессе производства или разработка многокомпонентных биополимерных жидкостей, отличающихся повышенной термостойкостью.

Выводы

Проведен анализ современных технологических жидкостей, применяемых для проведения ремонтно-восстановительных работ, по результатам которого обоснована эффективность применения растворов на биополимерной основе.

Определены требования к технологическим жидкостям для временного блокирования пласта. Предлагается состав для временного блокирования пласта в виде полимерсодержащего геля с кольматирующими наполнителями. Проведены его испытания на удерживающую способность по газу и на контактную прочность (адгезию) с горной породой и металлом. С помощью экспериментальных установок были определены коэффициент восстановления проницаемости и коэффициент закупоривания керна.

Предлагаются составы технологических жидкостей на биополимерной основе (Сараксан, SupraXan), которые могут применяться для промывки песчаных пробок, зарезки боковых стволов и освоения скважин. Биополимерные жидкости имеют пониженные фильтрационные свойства и выраженные псевдопластические, а содержание антифриза в составах позволяет использовать эти жидкости при отрицательных температурах в зимнее время.

Литература:

1. Дубенко В.Е. Экспериментальные исследования влияния механической кольматации на проницаемость терригенных коллекторов / В.Е. Дубенко, М.П. Демущкин, Ю.К. Димитриади // Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ. – Ставрополь, 2002 – Вып. 42. – С. 46–51.
2. Гасумов Р.А. Технологические жидкости, препятствующие миграции пластовых флюидов в заколонном пространстве при строительстве скважин / Р.А. Гасумов, Ю.С. Минченко // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2017. – № 6. – С. 21–24.
3. Применение гелеобразующих систем для временного блокирования газового пласта при цементировании скважин с открытым забоем / Р.А. Гасумов [и др.] // НТЖ «Вестник Ассоциация буровых подрядчиков». – 2015. – № 2. – С. 13–16.

References:

1. Dubenko V.E. Experimental studies of the effect of mechanical clogging on the permeability of terrigenous reservoirs / V.E. Dubenko, M.P. Demushkin, Yu.K. Dimitriadi // Problems of workover of wells, operation of underground storage facilities. – Stavropol, 2002 – Vol. 42. – P. 46–51.
2. Gasumov R.A. Technological fluids that prevent the migration of reservoir fluids in the casing area during well construction / R.A. Gasumov, Yu.S. Minchenko // NTZh «Construction of oil and gas wells on land and at sea». – 2017. – № 6. – P. 21–24.
3. The use of gelling systems for the temporary blocking of the gas reservoir during the cementing of wells with open slaughter / R.A. Gasumov [et al.] // NTZh «Bulletin Association of Drilling Contractors». – 2015. – № 2. – P. 13–16.