



УДК 622.279.7

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМИЧЕСКИ АКТИВИРУЕМЫХ  
ХИМИЧЕСКИХ КОМПОЗИЦИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ  
РАБОТ В ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ  
С ВЫСОКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ**

**PROSPECTS FOR THE USE OF THERMALLY ACTIVATED CHEMICAL  
COMPOSITIONS IN WATERPROOFING WORKS IN GAS  
AND GAS CONDENSATE WELLS WITH HIGH RESERVOIR TEMPERATURES**

**Костюков Сергей Владимирович**

кандидат технических наук,  
начальник лаборатории разработки  
и исследования технологических жидкостей,  
филиал ООО «Научно-исследовательский институт  
природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»,  
г. Ставрополь  
oys2013@yandex.ru  
S\_Kostyukov@stv.vniigaz.gazprom.ru

**Богатырева Елена Сергеевна**

младший научный сотрудник лаборатории разработки  
и исследования технологических жидкостей,  
филиал ООО «Научно-исследовательский институт  
природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»,  
г. Ставрополь  
E\_Bogatyreva @stv.vniigaz.gazprom.ru

**Болотов Сергей Владимирович**

научный сотрудник лаборатории разработки  
и исследования технологических жидкостей  
филиал ООО «Научно-исследовательский институт  
природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»,  
г. Ставрополь  
S\_Bolotov@stv.vniigaz.gazprom.ru

**Кукулинская Екатерина Юрьевна**

кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник лаборатории  
технологии строительства скважин,  
филиал ООО «Научно-исследовательский институт  
природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»,  
г. Ставрополь  
E\_Kukulinskaya @stv.vniigaz.gazprom.ru

**Аннотация.** В работе приведены результаты анализа широко применяемых в настоящее время водоизоляционных составов на основе неорганических силикатов и органических полимеров. Выявлены их основные недостатки при использовании для проведения водоизоляционных работ в газовых и газоконденсатных скважинах с высокими пластовыми температурами. Определена перспективность применения в таких скважинах термически активируемых водоизоляционных композиций.

**Ключевые слова:** водоизоляционный состав, газовая скважина, газоконденсатная скважина, высокая пластовая температура, неорганический силикат, органический полимер, комплексное соединение, термически активируемая химическая композиция.

**Kostyukov Sergey Vladimirovich**

Candidate of Technical Sciences,  
Head of the Laboratory for Development  
and Research of Process Fluids,  
branch of LLC Research Institute  
of Natural Gases and Gas Technologies –  
Gazprom VNIIGAZ, Stavropol  
oys2013@yandex.ru  
S\_Kostyukov@stv.vniigaz.gazprom.ru

**Bogatyreva Elena Sergeevna**

Junior Researcher of the Laboratory  
for Development and Research  
of Process Fluids,  
branch of LLC Research Institute  
of Natural Gases and Gas Technologies –  
Gazprom VNIIGAZ, Stavropol  
E\_Bogatyreva @stv.vniigaz.gazprom.ru

**Bolotov Sergey Vladimirovich**

Researcher of the Laboratory  
for Development and Research  
of Process Fluids,  
branch of LLC Research Institute  
of Natural Gases and Gas Technologies –  
Gazprom VNIIGAZ, Stavropol  
S\_Bolotov@stv.vniigaz.gazprom.ru

**Kukulinskaya Ekaterina Yurievna**

Candidate of Technical Sciences,  
Senior Researcher of the Laboratory  
Well Construction Technologies,  
branch of LLC Research Institute  
of Natural Gases and Gas Technologies –  
Gazprom VNIIGAZ, Stavropol  
E\_Kukulinskaya @stv.vniigaz.gazprom.ru

**Annotation.** The paper presents the results of the analysis of currently widely used waterproofing compositions based on inorganic silicates and organic polymers. Their main disadvantages are revealed when used for waterproofing works in gas and gas condensate wells with high formation temperatures. The potential for using thermally activated waterproofing compositions in such wells has been determined.

**Keywords:** waterproofing composition, gas well, gas-condensate well, high formation temperature, inorganic silicate, organic polymer, complex compound, thermally activated chemical composition.



Скважины с высокими пластовыми температурами составляют существенную часть фонда скважин газовых и газоконденсатных месторождений России. С каждым годом их доля неуклонно растет. Это общемировая тенденция. Связана она с разработкой более глубоких газовых и газоконденсатных залежей. На территории России это в первую очередь ачимовские и валанжинские отложения Западной Сибири [1]. Кроме того, высокие пластовые температуры характерны для многих месторождений Юга России (Мирненское газоконденсатное месторождение (ГКМ), Астраханское ГКМ и другие), Камчатского края (Кшукское ГКМ, Нижне-Квакчинское ГКМ). Пластовые температуры для таких месторождений составляют более 60–70 °С.

На современном этапе развития газовой отрасли большое внимание уделяется обеспечению высокой степени извлечения углеводородного сырья при разработке месторождений. Достижение этого возможно за счет оптимизации режимов эксплуатации и проведения ремонтных работ в скважинах. При этом в большинстве случаев одной из наиболее существенных проблем, возникающих при длительной эксплуатации, является обводнение скважин. Оно характеризуется формированием в призабойной зоне пласта (ПЗП) конуса обводнения и накоплением воды на забое. Это приводит к целому комплексу негативных последствий:

- существенному снижению дебита скважин (вплоть до остановки добычи вследствие самозадавливания);
- дополнительным затратам на реализацию мероприятий по удалению воды из скважинной продукции (установка дополнительных сепараторов или иного оборудования, его обслуживание и ремонт) и ее утилизации;
- увеличению износа внутрискважинного и наземного оборудования, уменьшению межремонтных интервалов;
- разрушению ПЗП и возникновению потребности в проведении работ по борьбе с глинисто-песчаными пробками и по ограничению пескопроявлений.

Для предотвращения дальнейшего обводнения скважины проводятся водоизоляционные работы (ВИР). Они заключаются в отсечении обводненного пласта или пропластка с использованием твердеющих реагентных композиций. Сущность большинства технологий ВИР сводится к формированию в пласте водоизоляционного экрана, который обеспечивает разрушение конуса обводнения (за счет оттеснения воды вглубь пласта) и препятствует ее поступлению в ствол скважины. При этом максимальный эффект может достигаться только при достаточно большой глубине проникновения водоизоляционного состава в пласт. Кроме того, получаемый экран должен иметь минимальную водопроницаемость.

В настоящее время известно большое количество составов для реализации технологий ВИР. Большинство из них основаны на применении неорганических силикатов [2–4]. Это обусловлено:

- высокой технологичностью применения составов (достаточный для закачки составов в целевую зону пласта срок структурирования, низкая вязкость составов (как правило), позволяющая закачать состав глубоко в пласт);
- высокими технологическими свойствами получаемых гелей (значительная механическая прочность, практически «нулевая» водопроницаемость);
- низкой стоимостью;
- взрывопожаробезопасностью и экологичностью.

Твердение таких составов происходит вследствие полимеризации силикатных молекул под воздействием специальных химических реагентов. Это могут быть неорганические соли, содержащие поливалентные катионы (например, хлористый кальций) или кислоты (органические, неорганические или их смеси). В первом случае происходит формирование солегелей. Например, при использовании высокомолекулярного силиката и кальция хлористого каркас геля будет представлен нерастворимыми в воде частицами силиката кальция.

При применении кислот будет формироваться гидрогель кремниевой кислоты. Он также нерастворим в воде. При этом в отличие от солегеля его каркас формируется из полимеризованных молекул кремниевой кислоты, а не из твердых частиц. Этим обусловлена значительная однородность структуры такого геля, более высокие прочностные свойства и крайне низкая водопроницаемость.

Также известны гелеобразующие составы на основе органических веществ [5, 6]. К ним относятся растворы полимеров (водорастворимых), полиуретанов, фенолформальдегидные смолы, кремнийорганические жидкости. Наиболее широкое распространение получили первые из них. Это обусловлено высокой дороговизной полиуретанов, фенолформальдегидных смол и кремнийорганических жидкостей.

Для ВИР применяют растворы полиакриламидов, полиакрилонитрилов, производных метакриловой кислоты. Также могут использоваться полисахаридные (производные целлюлозы, ксантана, гуара и т.д.) и другие типы полимеров. Их гелеобразование происходит за счет «сшивки» молекул органическими и неорганическими агентами. В качестве последних зачастую выступают поливалентные катионы алюминия и переходных металлов (хром, медь, железо и другие). Значительным недостатком таких составов является большая вязкость и малый срок перехода в нетекучее состояние, что



существенно ограничивает глубину их проникновения в пласт и, соответственно, толщину водоизоляционного экрана. Особенно это характерно для систем, «сшитых» катионами металлов.

При этом, как для силикатных, так и органических гелей процесс структурирования начинается сразу после добавления в систему веществ-инициаторов гелеобразования (солей или кислот в силикатные составы, «сшивающих» агентов – в полимерные). Срок твердения определяется скоростью протекания химических реакций в жидкостной среде растворов. Как известно, этот параметр существенно зависит от температуры. При ее повышении происходит значительное (причем, зачастую, кратное) увеличение скорости всех протекающих в растворе реакций, что, как следствие, ведет к сокращению срока твердения. По этой причине использование силикатных и полимерных систем при проведении ВИР в газовых и газоконденсатных скважинах с высокими пластовыми температурами весьма ограничено.

Успешное решение указанной проблемы может быть достигнуто благодаря использованию термически активируемых гелеобразующих композиций. Их можно условно разделить на две группы.

Первую составляют композиции, в которых структурообразующий компонент способен к термоактивации. Под действием пластовой температуры он переходит в метастабильное состояние и подвергается полимеризации или конденсируется в частицы твердой фазы. Примерами таких жидкостей могут служить:

- высоленные растворы полимерных реагентов, которые при повышенной температуре обеспечивают формирование нерастворимых в воде объемных осадков;
- растворы поверхностно-активных веществ, при температурах больших, чем температура помутнения.

Вторая группа включает составы, в которых структурообразующий компонент термоустойчив, а под действием пластовой температуры происходит выделение или активация вещества-инициатора гелеобразования. В качестве структурообразователя в них могут быть использованы как органические полимеры, так и минеральные соединения (в том числе силикаты). При этом инициирование процесса гелеобразования при повышенной температуре могут обеспечивать некоторые неорганические вещества, элементоорганические соединения (например, органические соединения металлов, азот- и серосодержащие вещества), комплексные соединения, ненасыщенные карбоновые кислоты, альдегиды и т.д. Важно отметить, что при использовании различных типов структурообразователей механизмы химических реакций, обеспечивающих твердение композиции, будут существенно отличаться.

Гелеобразование в составах на основе неорганических веществ будет обусловлено либо изменением pH среды, либо их насыщением продуктами разложения вещества-инициатора, способными вступать в химические реакции со структурообразователем. Подобный принцип, например, был применен при разработке состава для повышения нефтеотдачи, включающего хлористую или азотнокислую соль алюминия, карбамид и воду [7]. Его гелеобразование начинается при температуре свыше 70 °С. Инициатором процесса являются продукты гидролиза карбамида. Их присутствие в растворе вызывают сдвиг протолитического равновесия ионов алюминия, в результате чего за определенное время происходит гидролитическая поликонденсация гидрокомплексов алюминия и во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель, формирующий водоизоляционный экран.

Гелеобразование в составах на основе органических полимеров будет обусловлено «сшивкой» полимерных молекул за счет формирования мостиковых связей. Их центром в зависимости от химической природы вещества-инициатора могут быть поливалентные катионы металлов или ионизированные органические молекулы.

Особый интерес в качестве веществ-инициаторов гелеобразования представляют комплексные соединения. Они достаточно устойчивы при нормальных условиях, хорошо растворимы в водных средах, резистентны ко многим используемым на практике структурообразователям в широком диапазоне pH. Это обусловлено особенностями структуры комплексных соединений. Металл-комплексобразователь в них полностью экранирован лигандами. Он не способен к взаимодействию с молекулами внешней среды до разрушения внутренней сферы комплексного соединения.

Таким образом, термически активируемые химические композиции будут обладать значительными преимуществами при проведении ВИР в газовых и газоконденсатных скважинах с высокими пластовыми температурами. Их применение позволит существенно повысить качество и эффективность таких работ. Кроме того использование термически активируемых химических композиций более технологично, так как отсутствует возможность твердения до закачки в пласт. Вследствие этого, при проведении ВИР также снижается вероятность аварий, связанных с прихватом колонн труб или применяемого инструмента.

#### Список литературы:

1. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» / А.Ю. Корякин [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2017. – № 3. – С. 21–28.



2. Обзор перспективных технологий водоизоляции в газовых скважинах / В.А. Шайдуллин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 1. – С. 51–60.
3. Патент 2833926 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/46. Состав для изоляции водопритока в газовых скважинах / Е.А. Пылев, С.А. Мельников, С.В. Костюков, Ю.С. Минченко, Е.С. Богатырева, патентообладатель ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – № 2024109421: заявл. 08.04.2024, опублик. 31.01.2025, бюл. № 4. – 14 с.
4. Патент 2798371 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/50, С 09 К 8/508, Е 21 В 33/13. Гелеобразующий состав для изоляции водопритоков в газовых скважинах / Е.Ю. Кукулинская, С.В. Костюков, В.А. Супрунов, А.Б. Черепенько, патентообладатель ПАО «Газпром». – № 2023101444: заявл. 23.01.2023, опублик. 21.06.2023, бюл. № 18. – 10 с.
5. Чепало А.В. Изоляция заколонных перетоков воды в газовых скважинах методом селективной обработки кремнийорганическим составом sws-plast / А.В. Чепало, А.В. Стрекалов // Академический журнал Западной Сибири. – 2019. – Т. 15. – № 3. – С. 3–5.
6. Патент 2245988 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/13, Е 21 В 43/32. Способ изоляции зоны флюидопроявления в скважине / Т.В. Хисметов, Р.А.О. Хасаев, патентообладатель ЗАО «НТЦ ГеотехноКИН». – № 2004113126/03: заявл. 29.04.2004, опублик. 10.02.2005, бюл. № 4. – 6 с.
7. Патент 2270229 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/58. Состав для повышения нефтеотдачи / В.Г. Григулецкий, Г.М. Гаджибеков, Р.А. Ивакин, Е.В. Григулецкая, патентообладатели Е.В. Григулецкая и Г.М. Гаджибеков. – № 2004125801/03: заявл. 24.08.2004, опублик. 20.02.2006, бюл. № 5. – 4 с.

#### List of references:

1. Development of blocks of achimov deposits Gazprom добыча Urengoy LLC / A.Yu. Koriakin [et al.] // Scientific journal of the Russian Gas Society. – 2017. – № 3. – P. 21–28.
2. Analysis of advanced waterproofing technologies in gas wells / V.A. Shaidullin [et al.] // Petroleum Engineering. – 2021. – Vol. 19. – № 1. – P. 51–60.
3. Patent 2833926 RU, Int. C1. C 09 K 8/46. Composition for isolating water influx in gas wells / E.A. Pylev, S.A. Melnikov, S.V. Kostyukov, Yu.S. Minchenko, E.S. Bogatyreva, proprietor Gazprom VNIIGAZ. – № 2024109421: application 08.04.2024, date of publication 31.01.2025, bul. № 4. – 14 p.
4. Patent 2798371 RU, Int. C1. C 09 K 8/50, C 09 K 8/508, E 21 B 33/13. Gel-forming composition for isolation of water inflows in gas wells / E.Yu. Kukulinskaya, S.V. Kostyukov, V.A. Suprunov, A.B. Cherepenko, proprietor OJSC Gazprom. – № 2023101444: application 23.01.2023, date of publication 21.06.2023, bul. № 18. – 10 p.
5. Chepalo A.V. Isolation of behind-the-casing water flows in gas wells using the method of selective treatment with organosilicon composition sws-plast / A.V.Chepalo, A.V. Strekalov // Academic Journal of Siberian Economics. – 2019. – Vol. 15. № 3. – P. 3–5.
6. Patent 2245988 RU, Int. C1. E 21 B 33/13, E 21 B 43/32. Method for isolating fluid-influx area in a well / T.V. Khismetov, R.A.O. Khasaev, proprietor NTTs GeotekhnKIIN. – № 2004113126/03: application 29.04.2004, date of publication 10.02.2005, bul. № 4. – 6 p.
7. Patent 2270229 RU, Int. C1. C 09 K 8/58. Oil recovery enhancing composition / V.G. Griguletskij, G.M. Gadzhibekov, R.A. Ivakin, E.V. Griguletskaja, proprietors E.V. Griguletskaja and G.M. Gadzhibekov. – № 2004125801/03: application 24.08.2004, date of publication 20.02.2006, bul. № 5. – 4 p.