

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НОВОГО РЕАГЕНТА НА КОРРОЗИЮ ОТ СЕРОВОДОРОДА

**Г. Р. ГУРБАНОВ, ZHANG Yu Xin**

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** *В работе изучено влияние нового органического реагента – хлоропрена – на коррозию внутренней поверхности внутрипромысловых трубопроводов в агрессивных пластовых водах с содержанием сероводорода, добываемых из различных эксплуатационных скважин НГДУ «Балаханьнефть». Проведены лабораторные испытания на стальных образцах марок Ст-3 и Р-105 с использованием пластовых вод из скважин № 2646, 33151, 4012, 31193 и 33016. Установлено, что расход хлоропрена 10–30 мг/л снижает скорость коррозии на 68–98 %, в зависимости от марки стали и состава среды. Результаты экспериментов подтверждают эффективность применения хлоропрена как комплексного ингибитора, обеспечивающего защиту от электрохимической и микробиологической коррозии внутрипромысловых трубопроводов.*

**Ключевые слова:** *коррозия, ингибитор, хлоропрен, пластовые воды, сероводород, внутрипромысловые трубопроводы, электрохимическая коррозия, биокоррозия, нефть, сталь Р-105, сталь Ст-3.*

В настоящее время быстрые темпы развития нефтяной промышленности требуют повышения эффективности эксплуатации скважин. В этом отношении актуальной задачей остается защита внутренней поверхности внутрипромысловых трубопроводов от электрохимических процессов коррозии, вызванных воздействием агрессивной среды, с целью стабилизации добычи нефти и увеличения эксплуатационной эффективности скважин. Известно, что для стабилизации и повышения добычи нефти в большинстве случаев осуществляются различные технические и технологические мероприятия, в том числе закачка воды и газа в пласт, изменение режима эксплуатации скважин, переход на штанговые и глубиннонасосные методы, тепловое воздействие на пласт, закачка химических реагентов и другие меры. В результате подобных мероприятий нефтяные месторождения обогащаются веществами, способствующими формированию агрессивных сред, резко увеличивается содержание кислорода, углекислого и сероводородного газов, что, в свою очередь, приводит к ускорению процессов внутренней коррозии труб [1–7]. Исследования показывают, что основной причиной коррозии внутренней поверхности внутрипромысловых трубопроводов является присутствие в составе пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, элементов, создающих агрессивную среду. К ним относятся сернистые и кислородсодержащие соединения, сероводород, углекислый газ, а также растворенные в пластовых водах минеральные соли. В целом, эксплуатационные скважины по характеру агрессивной среды подразделяются на две категории – нейтральные и кислые. К первой категории относятся скважины, в продукции которых отсутствует сероводород, ко второй – скважины, в продукции которых он присутствует. Кроме того, каждая категория скважин может подразделяться на отдельные подтипы: содержащие кислород и не содержащие его, а также скважины с участием или без участия углекислого газа. Следует отметить, что на степень коррозионной агрессивности влияет не только химический состав пластовой воды, но и условия эксплуатации [8–12]. Результаты многочисленных исследований показали, что на процессы

коррозии внутренней поверхности внутрипромысловых трубопроводов оказывают влияние способ эксплуатации скважины, свойства добываемой нефти, состав и характеристики воды и газа, извлекаемых вместе с нефтью, соотношение нефти и воды в извлекаемой жидкости, количество органических и неорганических веществ, образующих защитную пленку на поверхности металла, содержание парафина, смол, соединений FeS, CaCO<sub>3</sub>, MgCO<sub>3</sub> и FeCO<sub>3</sub>, а также присутствие механических примесей, кристаллов солей, глинистых частиц, сульфида железа, живых бактерий и других факторов [13–18]. Кроме того, наличие и концентрация сероводородного газа в пластовой воде существенно влияют на скорость коррозии. Как известно, состав продукции скважины богат метаном и его гомологами, которые не обладают высокой коррозионной агрессивностью. Однако при наличии даже незначительного количества сероводорода или углекислого газа агрессивность среды резко возрастает. Поскольку растворимость газов в жидкостях, в том числе в воде, прямо пропорциональна давлению, содержание растворенных газов в продукции высоконапорных скважин также значительно. Поэтому повышение парциального давления в колонне приводит к интенсификации коррозионных процессов [19]. Наличие углекислого газа в агрессивных средах в первую очередь связано с процессами метаморфизма осадочных пород в пласте. Органические соединения под действием высокого давления или микроорганизмов разлагаются с образованием углекислого газа. В безводной среде углекислый газ не вызывает коррозии, однако при наличии даже незначительного количества влаги он приводит к коррозии оборудования. Это объясняется тем, что газ хорошо растворяется в воде с образованием слабой угольной кислоты, вследствие чего значение pH среды снижается до 4–5. Пластовые воды, как правило, содержат хлориды, гидрокарбонаты и карбонаты натрия, калия, кальция, магния, сульфаты, соли органических кислот и другие соединения. Во многих месторождениях, помимо перечисленных, обнаруживаются соли йода, брома и бора. Эти соединения, диссоциируя в воде, переходят в ионное состояние, образуя катионы и анионы, тем самым обеспечивая электрическую проводимость среды. Характеристика пластовых вод определяется анализом содержания ионов натрия, калия, магния, хлоридов, сульфатов, гидрокарбонатов и карбонатов. При анализе, как правило, определяются плотность, общая минерализация, жесткость и щелочность [20]. Разнообразие состава нефти, а также наличие поверхностно-активных свойств (в частности, за счет присутствия нафтеновых кислот, парафинов и асфальтено-смолистых соединений) оказывает влияние на коррозионный фактор. Установлено, что наличие в нефти нафтеновых кислот повышает ее поверхностную активность и способствует увеличению способности пластовой воды смачивать металлическую поверхность. Что касается влияния скорости потока жидкости на коррозию, следует отметить, что образующаяся на железе гидроксидная пленка может смываться интенсивным водным потоком, после чего формируется новая гидроксидная пленка, в результате чего коррозионная агрессивность среды возрастает. Результаты проведенного микробиологического анализа подтверждают наличие в составе пластовых вод, добываемых совместно с нефтью, различных микробиологических групп, в том числе сульфатвосстанавливающих бактерий (СРБ), железобактерий (ЖБ), углекислородокисляющих бактерий (УОБ) и тионовых бактерий (ТБ). Указанные типы бактерий, и особенно сульфатвосстанавливающие, вызывают интенсивную коррозию внутренней поверхности внутрипромысловых трубопроводов. Следует отметить, что в последние годы их численность в продукции отдельных добывающих скважин достигает 10<sup>7</sup> клеток в 1 мл. В целом применение метода заводнения в процессе добычи нефти способствует обогащению продуктивных пластов микроорганизмами. По данным ряда исследований, до 80 % разрушений оборудования, используемого в нефтедобывающей промышленности, связано с коррозией, вызванной жизнедеятельностью микроорганизмов [21]. В процессе освоения и эксплуатации нефтяных месторождений применяются глинистые растворы, а также воды, закачиваемые

в пласт для поддержания пластового давления. Поскольку эти воды зачастую не проходят должной очистки, они, несмотря на высокую технологическую эффективность при непосредственном применении, способствуют заметному повышению коррозионной агрессивности среды. Кроме того, неочищенная морская вода, закачиваемая в контурные нагнетательные скважины, выполняет роль поршня, выталкивая из пласта не только нефть, но и застойные воды. В результате содержание хлоридов и сульфатов в среде увеличивается, что усиливает ее агрессивность. Таким образом, в результате перечисленных технологических операций происходит не только рост концентрации агрессивных ионов в пластах, но и их искусственное заражение различными микробиологическими бактериями. Увеличение содержания сероводорода и углекислого газа в пластовых водах приводит к интенсификации коррозионных процессов. Одним из наиболее эффективных методов защиты внутренней поверхности внутрипромысловых трубопроводов от коррозии является применение ингибиторов. Основная функция ингибиторов заключается в снижении коррозионной агрессивности среды, представленной продукцией добывающих скважин. Без изучения механизма действия ингибитора невозможно подобрать эффективный состав для конкретных условий. Действительно, эффективность ингибитора зависит от температуры агрессивной среды, скорости движения жидкости, ее агрессивности и многих других факторов. Одним из действенных направлений защиты от коррозии в системах внутрипромыслового транспорта нефти является разработка многофункциональных композиций, обладающих как бактерицидными, так и ингибирующими свойствами. Анализ реагентов, применяемых на нефтяных месторождениях Азербайджана, показал, что в основном используются экономически эффективные ингибиторы, рассчитанные на эксплуатацию как в кислых (при наличии сероводорода), так и в нейтральных (без сероводорода) средах. Ингибитор, проявляющий высокую эффективность в кислой среде, часто менее результативен в нейтральной, и наоборот – ингибитор, эффективный в нейтральной среде, показывает слабый эффект в кислой. Кроме того, длительное применение одного и того же реагента со временем приводит к снижению его эффективности. На практике наблюдается, что ряд реагентов изначально оказывает сильное бактерицидное действие на большинство микробиологических групп, однако при длительном использовании часть микроорганизмов адаптируется к среде, и активность реагента снижается; впоследствии эти микроорганизмы способны использовать данный реагент как источник питательных веществ. Исходя из этого, применение бактерицидов на нефтяных месторождениях должно проводиться планомерно, с их регулярной ротацией. Каждый новый реагент должен быть предварительно испытан в смеси с продукцией, извлекаемой из всех горизонтов месторождения, а также в сочетании с морской и пластовой водой. При этом необходимо оценивать его бактерицидные свойства, влияние на коррозию соответствующих металлических материалов, изменение pH среды, а также взаимодействие с другими химическими реагентами, используемыми при осложнениях, связанных с солеотложением, парафинообразованием и другими процессами в скважинах. Длительная эксплуатация нефтяных месторождений привела к их обводнению, что, в свою очередь, усилило агрессивность коррозии. В зависимости от степени агрессивности среды возможно протекание электрохимической и биологической коррозии, а также переход биологической коррозии в электрохимическую и наоборот. В таких сложных условиях применение ингибиторов, воздействующих только на один из механизмов коррозии, не обеспечивает желаемого экономического эффекта. С этой точки зрения возникла необходимость изучения комплексных бактерицидно-ингибирующих составов для защиты нефтепромыслового оборудования от электрохимической и биологической коррозии. Такие многокомпонентные ингибиторы, каждый из которых обладает определенной степенью активности, в смеси проявляют синергетический эффект, одновременно подавляя различные коррозионные воздействия и обеспечивая комплексное защитное действие.

Представленная исследовательская работа посвящена разработке и изучению свойств нового многофункционального реагента комплексного действия для защиты внутренней поверхности внутринефтепроводов от коррозии. С этой целью были использованы пластовые воды, полученные из различных эксплуатационных нефтяных скважин.

Применение хлоропрена в качестве ингибитора коррозии внутренней поверхности трубопроводов. Для защиты внутренней поверхности от коррозии был использован реагент на основе хлоропрена. Его химическая формула –  $\text{CH}_2=\text{CCl}-\text{CH}=\text{CH}_2$ . Хлоропрен представляет собой бесцветную жидкость с температурой кипения 59,4 °С, молярной массой 88,5365 г/моль и плотностью 960 кг/м<sup>3</sup>. В качестве ингибитора коррозии хлоропрен был первоначально исследован в лабораторных условиях на пластовых водах, отобранных из различных скважин НГДУ «Балаханьнефть». Для проведения эксперимента были подготовлены стальные пластинки, предварительно очищенные от загрязнений и продуктов коррозии, отполированные, после чего обезжиренные растворителем (спиртом) и высушенные. Лабораторные испытания проводились в соответствии с требованиями ГОСТ 9.506–87 на U-образной установке в течение 6 часов при температуре 20 °С. Расход композиции в агрессивной среде составлял 10–30 мг/л. Для обеспечения равномерного поступления кислорода, выполняющего роль деполяризатора, использовалась механическая мешалка с частотой вращения 500 об/мин, что обеспечивало постоянное насыщение раствора кислородом. Для испытаний применялись стальные образцы размером 42×15×5 мм. Поверхность образцов перед экспериментом обезжиривалась органическими растворителями, а непосредственно перед установкой в раствор – протиралась тампоном, смоченным этиловым спиртом (в соответствии с ГОСТ 5962–67). Затем образцы взвешивались на аналитических весах для определения их исходной массы. После испытаний продукты коррозии с поверхности образцов удалялись в соответствии с ГОСТ 9.907–83, затем образцы промывались под проточной технической водой, ополаскивались дистиллированной водой и высушивались с помощью фильтровальной бумаги. После очистки образцы подвергались визуальному осмотру для определения вида и характера распространения коррозии. Далее они повторно взвешивались на аналитических весах с целью определения потери массы, произошедшей в ходе испытаний. На основании полученных данных рассчитывалась скорость коррозии металла.

В лабораторных условиях была исследована влияние хлоропрена на скорость коррозии стальных образцов марок Р-105 и Ст-3 в агрессивных пластовых водах. Эксперименты проводились в течение 6 часов в пластовых водах, отобранных из действующих скважин НГДУ «Балаханьнефть». Расход хлоропрена в коррозионной среде составлял 10–30 мг/л. Полученные результаты приведены в таблицах 1–6.

Таблица 1. – Влияние хлоропрена на скорость коррозии в пластовой воде, отобранной из скважины № 2646 НГДУ «Балаханьнефть» (на стальных образцах марок Ст-3 и Р-105)

С <sub>инг</sub> , г/т	К <sub>0</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	К <sub>инг</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	γ	К <sub>р</sub> , мм/год	Z, %
На стальных образцах марки Ст-3					
0	2.4318	0	0	0	0
10	2.4318	0.6323	3.84	0.708	74
20	2.4318	0.2918	8.33	0.326	88
30	2.4318	0.1459	16.6	0.163	94
На стальных образцах марки Р-105					
0	2.0304	0	0	0	0
10	2.0304	0.4873	4.16	0.545	76
20	2.0304	0.2030	10.0	0.227	90
30	2.0304	0.0812	25.0	0.090	96

Таблица 2. – Влияние хлоропрена на скорость коррозии в пластовой воде, отобранной из скважины № 33151 НГДУ «Балаханынефть» (на стальных образцах марок Ст-3 и Р-105)

С <sub>инг</sub> , г/т	К <sub>0</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	К <sub>инг</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	γ	К <sub>р</sub> , мм/год	Z, %
На стальных образцах марки Ст-3					
0	1.5266	0	0	0	0
10	1.5266	0.3816	4.0	0.427	75
20	1.5266	0.1374	10.0	0.153	91
30	1.5266	0.0458	11.11	0.051	97
На стальных образцах марки Р-105					
0	3.4264	0	0	0	0
10	3.4264	0.9593	3.57	1.07	72
20	3.4264	0.3769	9.0	0.422	89
30	3.4264	0.2741	12.5	0.306	92

Таблица 3. – Влияние хлоропрена на скорость коррозии в пластовой воде, отобранной из скважины № 4012 НГДУ «Балаханынефть» (на стальных образцах марок Ст-3 и Р-105)

С <sub>инг</sub> , г/т	К <sub>0</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	К <sub>инг</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	γ	К <sub>р</sub> , мм/год	Z, %
На стальных образцах марки Ст-3					
0	1.3794	0	0	0	0
10	1.3794	0.3310	4.16	0.370	76
20	1.3794	0.0965	14.30	0.108	93
30	1.3794	0.0275	50.16	0.030	98
На стальных образцах марки Р-105					
0	2.2870	0	0	0	0
10	2.2870	0.6174	3.70	0.691	73
20	2.2870	0.2058	11.11	0.230	91
30	2.2870	0.1143	20.00	0.128	95

Таблица 4. – Влияние хлоропрена на скорость коррозии в пластовой воде, отобранной из скважины № 31193 НГДУ «Балаханынефть» (на стальных образцах марок Ст-3 и Р-105)

С <sub>инг</sub> , г/т	К <sub>0</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	К <sub>инг</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	γ	К <sub>р</sub> , мм/год	Z, %
На стальных образцах марки Ст-3					
0	1.2492	0	0	0	0
10	1.2492	0.3497	3.57	0.391	72
20	1.2492	0.1249	10.0	0.139	90
30	1.2492	0.0749	16.67	0.083	94
На стальных образцах марки Р-105					
0	3.3426	0	0	0	0
10	3.3426	1.002	3.33	1.122	70
20	3.3426	0.4679	7.14	0.524	86
30	3.3426	0.3342	10.0	0.374	90

Таблица 5. – Влияние хлоропрена на скорость коррозии в пластовой воде, отобранной из скважины №33016 НГДУ «Балаханынефть» (на стальных образцах марок Ст-3 и Р-105)

С <sub>инг</sub> , г/т	К <sub>0</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	К <sub>инг</sub> , г/м <sup>2</sup> ·ч	γ	К <sub>р</sub> , мм/год	Z, %
1	2	3	4	5	6
На стальных образцах марки Ст-3					
0	1.5928	0	0	0	0
10	1.5928	0.5096	3.12	0.570	68
20	1.5928	0.3822	4.16	0.428	76
30	1.5928	0.2070	7.69	0.231	87

#### Окончание таблицы 5

1	2	3	4	5	6
На стальных образцах марки Р-105					
0	2.5430	0	0	0	0
10	2.5430	0.7120	3.57	0.797	72
20	2.5430	0.3051	8.33	0.341	88
30	2.5430	0.1017	25.0	0.113	96

Из данных таблиц видно, что стальные образцы марки Р-105 с высокой прочностью подвергаются более интенсивной коррозии в среде смеси пластовых вод по сравнению со сталью марки Ст-3. Предполагается, что в среде образцов происходила не только общая коррозия, но и питтинг-коррозия. В ходе 6-часового испытания в пластовых водах, отобранных из скважин №2646, 33151, 4012, 31193 и 33016 НГДУ «Балаханынефть», для образцов марок Ст-3 и Р-105 при концентрации реагента 10–30 мг/л скорость коррозии составила соответственно: 0,6323–0,1459; 0,4873–0,0812; 0,3816–0,0456; 0,9593–0,2741; 0,3380–0,0275; 0,6174–0,1143; 0,3497–0,0749; 1,002–0,3342; 0,5096–0,2070; 0,7120–0,1017 г/м<sup>2</sup>·с. Эффективность защиты хлоропреном колебалась в пределах 74–94 %, 76–96 %, 75–97 %, 72–92 %, 76–98 %, 73–95 %, 72–94 %, 70–90 %, 68–87 % и 72–96 % соответственно.

#### Результаты:

1. Впервые исследовано влияние органического реагента хлоропрен на скорость коррозии в пластовых водах с содержанием сероводорода, отобранных из скважин №2646, 33151, 4012, 31193 и 33016 НГДУ «Балаханынефть». В опытах, продолжавшихся 6 и 24 часа, использовались образцы марок Ст-3 и Р-105. При этом установлено, что расход хлоропрена составлял 30 мг/л.

2. Для образцов марок Ст-3 и Р-105 в пластовых водах указанных скважин при концентрации реагента 10–30 мг/л в течение 6 часов эффективность защиты хлоропреном составила соответственно: 74–94 %, 76–96 %, 75–97 %, 72–92 %, 76–98 %, 73–95 %, 72–94 %, 70–90 %, 68–87 % и 72–96 %.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. А. Г. Хуршудов и др. «Эффективность ингибирование углекислотной коррозии в условиях образования вторичных осадков» Э4 сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды – 1988 № 2 с. 1–4.
2. Е. С. Иванов, Л. С. Идиятуллина. «Новые ингибиторы для защиты от коррозии нефтегазодобывающего оборудования», Нефтяное Хозяйство, № 3, 2005, с.8–10.
3. Гоник А. А. Динамика и предупреждение нарастания коррозионности сульфатсодержащей пластовой жидкости в ходе разработки нефтяных месторождений. Защита металлов, 1998. т. 34, № 6, 656–660 с.
4. Гоник А. А., Гетманский М. Д., Низамов К. Р., и др. Исследование структуры защитных слоев и тормозящего действия ингибиторов коррозии коллоидного типа в системе нефть-вода. Нефтяное хозяйство. 1976. № 7. 62–64 с.
5. Иофа З. А. О механизме стимулирующего действия сероводорода и ингибиторов на коррозию железа в кислых растворах. Защита металлов. 1980, Т 16. № 3 295–300 с.
6. Розенфельд И. Л., Богомоллов Д. Б., Городецкий А. Е. и др. Формирование защитных пленок на железе под действием ингибитора ИФХАНГАЗ-1 в водном растворе, насыщенном сероводородом. Защита металлов. 1982. Т.18. № 2. 163–168 с.
7. Панов М. К., Гетманский М. Д., Еникеев Е. Х. и др. Исследование слоев. Формирующихся на поверхности стали в ингибируемой сероводородсодержащей среде методом фотоэлектронной спектроскопии. Защита металлов. 1989. Т. 25. № 4. 555–561 с.
8. Подабаев Н. И., Лященко Л. Ф., Гетманский М. Д. Коррозионное и электрохимическое поведение стали 20 в сероводородсодержащей воде нефтепромыслов. Нефтяная промышленность. Серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности» М.: ВНИИОЭНГ. 1982. № 2. 2–3 с.

9. Н. А. Каримов, Н. М. Агаев, И. С. Саттар-Заде, А. К. Талыблы. Влияние сульфатвосстанавливающих бактерий на коррозию стали при добыче нефти. РНТС Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности – 1972. № 10. 3–5 с.
10. Бару Р. Л., Старосветская Ж. О., Тимонин В.А. Механизм биокоррозии низколегированной стали в среднетонных бактериях. Защита металлов. 1985. Т. 21. № 6. 962–965 с.
11. Кравчук В. Н., Удод В. М., Гвоздяк П. И. Микроорганизмы нефтяных месторождений и их роль в разрушении неоиногенных ПАВ // Химия и технология воды. 1987. Т.9. № 2. 162–165 с.
12. О влиянии свойств поверхности металла на процессы биокоррозии в нефтепромысловых водах / В. В. Леонов, Т. М. Вахитов, К. Р. Уразанов, А. Г. Телин // НТЖ Нефтепром. дело. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. № 7. 34–37 с.
13. Микробная коррозия в нефтепромысловых водах и ее подавление химреагентами / В. В. Леонов, Т. М. Вахитов, К. Р. Уразаков и др. // НТЖ Нефтепром. дело. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. № 7. 37–39 с.
14. Влияние микробиологического фактора на процессы коррозии в нефтепромысловых водах Уршакского месторождения / В. В. Леонов, Р. Х. Хазипов, В. А. Илюков, И. Р. Крицкий // НТЖ Защита от коррозии и охрана окружающей среды. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. № 3. 1–14 с.
15. Исследование адгезированных на металле сульфатвосстанавливающих бактерий / А. Х. Сабирава, Е. Г. Эдина, З. Г. Муразгильдин и др. // Нефтяное хоз-во. 1986. № 7. 57–59 с.
16. Кемхадзе Т. В. Защита промышленного оборудования от сероводородной коррозии в системе электролит жидкие углеводороды // Нефтяное хоз-во. 1975. № 2. 51–53 с.
17. Асфандияров Ф. А., Кильдибеков И. Г., Низамов К. Р. Профилактика биоценоза нефтяных пластов и борьба с микробиологической коррозией // Нефтяное хоз-во. 1984. № 1. 38–41 с.
18. Розанова Е. П. Проблемы микробиологической коррозии нефтепромыслового /С. К. Ким, Т. А. Куприянова // Журнал «Нефтяное хозяйство» М: № 3, 2001, 62–63 с.
19. Исследование процессов снижения коррозионной активности нефти, содержащей сероводород / П. В. Жуйко, Э. З. Ягубов, С. К. Ким // Актуальные проблемы геологии нефти и газа: Науч. тех. сб. Ухта.: 1999. 378–381 с.
20. Внедрение бактерицидных обработок продуктивных пластов на Среднедевонской залежи Усинского месторождения /С. К. Ким, Т. А. Куприянова и др. // Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Науч. тех. сб., Ухта.: – 2002 с. 179–188.
21. Антропов Л. И., Панасенко В. Ф. О механизме ингибирующего действия органических веществ в условиях сероводородной коррозии металлов. «Коррозия и защита от коррозии». Итоги науки и техники ВИНТИ, 1975, № 4, 46–100 с.