УДК 620.193.2; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2021-5.06

О ПРОЦЕССАХ И ФАКТОРАХ РАЗВИТИЯ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ

Д.Б. АБДУХАЛЫКОВ,
кандидат химических наук,
руководитель лаборатории коррозии

Д.К. ЖАМБАКИН*,
научный сотрудник
лаборатории коррозии

Н.А. ИВАШОВ,
научный сотрудник
лаборатории коррозии

Б.А. ИМАШЕВ,
научный сотрудник
лаборатории коррозии

ФИЛИАЛ «ЦЕНТР ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК АО «КАЗТРАНСОЙЛ»
Казахстан, 050000, г. Алматы, Жибек-жолы, 154

* Адрес для переписки. E-mail: d.zhambakin@kaztransoil.kz

Исследованы возможные причины протекания процессов внутренней коррозии при транспортировке нефти. Проведен анализ физико-химических характеристик нефти (в товарной форме) различных месторождений нефти и пластовой воды с данных месторождений. Показано наличие в нефти некоторых агрессивных компонентов, в то время как пластовая вода содержит большое количество хлорид-ионов, кислорода и имеет высокую минерализацию. Содержание воды в пробах нефти не превышало допустимых нормативных показателей. Проведены коррозионные испытания на модельных установках – лабораторной и укрупненной. Установлено что для исследованной нефти (в товарной форме) коррозионная активность практически отсутствует. При содержании воды в нефтесмеси, в предельно допустимых нормативных концентрациях - 0,5 и 1%, значения скорости коррозии металла увеличились до 0,044 г/м^{2}ч (или 0,049 мм/год) и 0,103 г/м^{2}ч (или 0,115 мм/год), соответственно. При этом поверхность металла покрыта практически однородным по структуре слоем коррозионных отложений по всей внутренней поверхности образцов. Сделан вывод о том, что даже предельное нормативно допустимое количество воды в нефти (0,5% и 1%, согласно СТ РК 1347-2005) может способствовать интенсификации процессов коррозии на внутренней поверхности нефтепровода в среднем в 2-16 раза, по сравнению с нефтью, содержащей следовые количества воды.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *нефть, нефтесмесь, нефтепровод, коррозия, коррозионная активность, скорость коррозии*

МҰНАЙ ҚҰБЫРЛАРЫМЕН ТАСЫМАЛДАУ КЕЗІНДЕ ІШКІ ТОТТАНУДЫҢ ДАМУ ПРОЦЕСТЕРІ МЕН ФАКТОРЛАРЫ ТУРАЛЫ

Д.Б. АБДУХАЛЫКОВ, х.ғ.к., тоттану зертханасының жетекшісі, "ҚазТрансОйл "АҚ зерттеулер мен әзірлемелер орталығы" филиалы, Алматы қ, Қазақстан Республикасы
Д.К. ЖАМБАКИН*, тоттану зертханасының ғылыми қызметкері, "ҚазТрансОйл "АҚ зерттеулер мен әзірлемелер орталығы" филиалы, Алматы қ, Қазақстан Республикасы
Н.А. ИВАШОВ, тоттану зертханасының ғылыми қызметкері, "ҚазТрансОйл "АҚ зерттеулер мен әзірлемелер орталығы" филиалы, Алматы қ, Қазақстан Республикасы
Б.А. ИМАШЕВ, тоттану зертханасының ғылыми қызметкері, "ҚазТрансОйл "АҚ зерттеулер мен әзірлемелер орталығы" филиалы, Алматы қ, Қазақстан Республикасы

"ҚАЗТРАНСОЙЛ "АҚ ЗЕРТТЕУЛЕР МЕН ӘЗІРЛЕМЕЛЕР ОРТАЛЫҒЫ" ФИЛИАЛЫ
Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қ, Жібек-жолы, 154

Мұнай тасымалдау кезіндегі ішкі тоттану процестерінің мүмкін болар себептері зерттелді. Әртүрлі кен орындарынан мұнай (тауарлық нысандағы) мен сол кен орындарынан алынған қабаттағы судың физикалық-химиялық сипаттамаларына талдау жүргізілді. Мұнайда кейбір агрессивті компоненттердің бар екендігі анықталды, ал қабаттағы су құрамында хлорид иондары, оттегі көп және минералдануы жоғары. Мұнай сынамаларындағы судың мөлшері рұқсат етілген нормативтік көрсеткіштер ауқымында. Зертханалық және үлкейтілген модельдік қондырғыларда тоттану сынақтары жүргізілді. Зерттелген мұнайда (тауарлық нысандағы) белсенді тоттану іс жүзінде жоқ екендігі анықталды. Мұнай қоспасындағы судың мөлшері шекті рұқсат етілген нормативтік концентрациялар, яғни 0,5 және 1% екендігін ескерсек, металдың тоттану жылдамдығының мәні тиісінше 0,044 г/м^{2}сағ (немесе 0,049 мм/жыл) және 0,103 г/м^{2}сағ (немесе 0,115 мм/жыл) дейін өсті. Бұл жағдайда металл үлгілердің бүкіл ішкі беті құрылымы бойынша тоттанған шөгінділердің біркелкі қабатымен жабылған. Онда ерітілген агрессивті компоненттері бар су фазасы мұнай қоспасын тасымалдау кезінде ішкі тоттануды дамыту үшін маңызды фактор болып табылады деген қорытынды жасалды, өйткені мұнайдағы шекті нормативті рұқсат етілген су мөлшері (ҚР СТ 1347-2005 сәйкес 0,5% және 1%) құрамында суы

мұнаймен салыстырғанда мұнай құбырының ішкі бетіндегі тоттану процестерін 2-ден 16 есеге дейін күшейтуі мүмкін.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: *мұнай, мұнай қоспасы, мұнай құбыры, тоттану, тоттану белсенділігі, тоттану жылдамдығы*

ON THE PROCESSES AND FACTORS OF THE DEVELOPMENT OF INTERNAL CORROSION DURING PIPELINE TRANSPORTATION OF OIL

D.B. ABDUKHALYKOV, Ph.D. in Chemistry, Head of the Corrosion Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan
D.K. ZHAMBAKIN, MSc, Researcher, Corrosion Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan
N.A. IVASHOV, esearcher, Corrosion Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan
B.A. IMASHEV, Researcher, Corrosion Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan

BRANCH "RESEARCH AND DEVELOPMENT CENTRE "KAZTRANSOIL" JSC
Zhibek-zholy 154, Almaty, Republic of Kazakhstan, 050000

The article presents the investigation of possible reasons for the occurrence of internal corrosion processes during oil transportation. Authors carried out analysis of physical and chemical characteristics of oil (in commercial form) from various oil fields and formation water from these fields. Analyses of oil probes showed presence of some aggressive components, while the formation water contains a large amount of chloride ions, oxygen and has a high salinity. The water content in the oil samples did not exceed the permissible standard values. Corrosion tests were carried out on model installations - laboratory and enlarged. For the studied oil (in commercial form), corrosive activity is practically absent. With the water content in the oil mixture, in the permissible standard concentrations of 0.5 and 1%, the values of the metal corrosion rate increased to 0.044 g/m2h (or 0.049 mm/year) and 0.103 g/m2h (or 0.115 mm/year), respectively. In this case, the metal surface is covered with a layer of corrosive deposits that is almost uniform in structure over the entire inner surface of the samples. Authors made a conclusion that even the permissible amount of water in oil (according to ST RK 1347 -2005) can contribute to the intensification of corrosion processes on the inner surface of the oil pipeline by an average of 2-16 times, compared to oil containing trace amounts of water,

KEY WORDS: *oil, oil mixture, oil pipeline, corrosion, corrosive activity, corrosion rate.*

Магистральные нефтепроводы, эксплуатируемые в АО «КазТрансОйл», имеют большую протяженность и предназначены для перекачки нефти различных месторождений как внутри Республики Казахстан (на НПЗ и др.), так и по экспортным маршрутам [1].

Из производственного опыта и литературных источников известно, что одной из причин отказов магистральных нефтепроводов, кроме внешней является развитие внутренней коррозии. Среди факторов, обуславливающих развитие внутренней коррозии, в качестве основного можно указать действие агрессивных содержащихся в транспортируемой нефти компонентов. Инициаторами коррозионных процессов в транспортируемых средах являются такие агрессивные компоненты, как содержащиеся в нефти соединения, подтоварная вода (в виде устойчивых эмульсий,

которые разрушаются в процессе транспортировки и хранения с выделением воды) и содержащиеся в ней соли и возможные другие реагенты.

К основным факторам, определяющим агрессивные свойства сопутствующей водной среды в нефти, следует отнести концентрацию растворенных солей, содержание кислорода и кислых газов (сероводорода, углекислого газа), температуру, pH среды. В условиях наличия такой воды, коррозия в основном, протекает по электрохимическому механизму с локализацией коррозионных поражений по нижней образующей трубопровода, которые развиваются на поверхности металла и имеют тенденцию распространения вглубь [2].

Как правило, несмотря на многочисленные стадии процесса подготовки нефти, в товарной нефти всё же содержится определенное количество воды (*рисунок 1*). В соответствии с СТ РК 1347-2005 для нефти группы 1 и 2 нормативно допустимое массовое содержание воды должно составлять не более 0,5%, для нефти группы 3 – не более 1%.

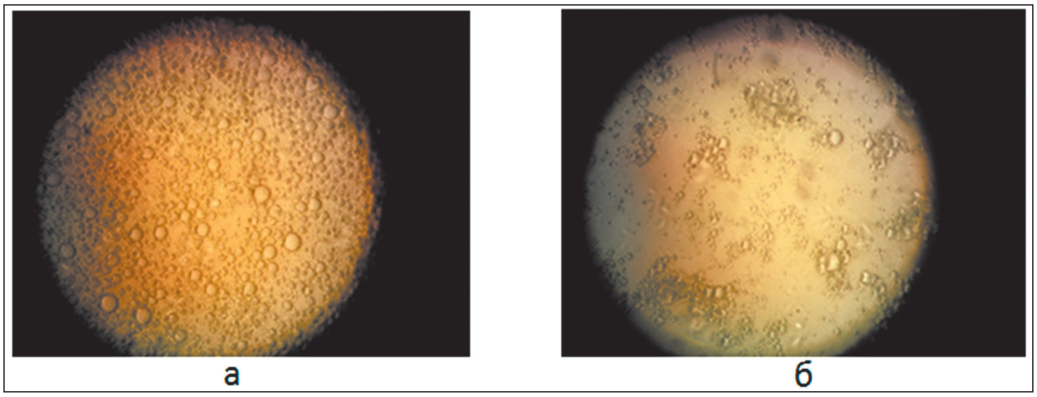

Рисунок 1 – **Содержание воды в до (а) и после (б) разделения водонефтяной эмульсии**

Поэтому даже при соблюдении требований к содержанию воды в транспортируемой нефти, имеющейся воды будет достаточно для протекания коррозионных процессов в МН (*рисунок 2*). Если количество содержащейся в нефти воды по какой-либо причине увеличивается, то скорость коррозии растет (до образования коррозионных отложений).

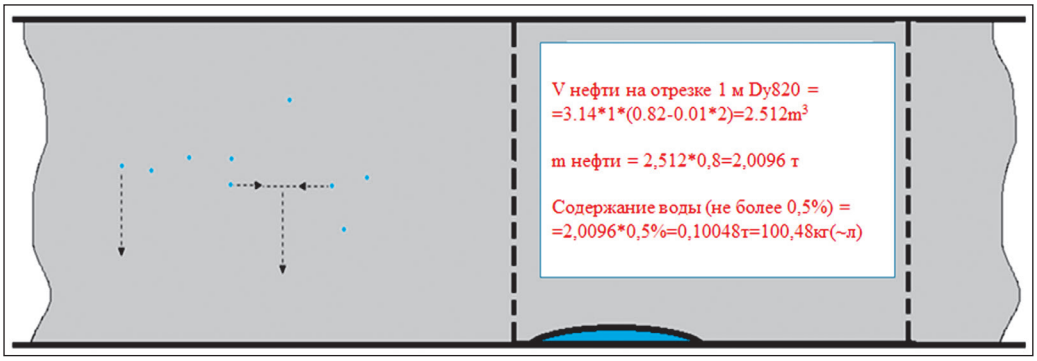

Рисунок 2 – **Схема образования воды на внутренней поверхности нижней образующей нефтепровода**

В данной работе исследованы возможные причины протекания процессов внутренней коррозии при транспортировке нефти.

Одним из начальных этапов исследований являлся анализ физико-химических характеристик нефти (в товарной форме) различных месторождений нефти и пластовой воды с данных месторождений. Результаты представлены в *таблицах 1* и *2*.

Таблица 1 – **Исследования проб товарной нефти**

Пробы	Нефть 1	Нефть 2	Нефть 3	Нефть 4	Нефть 5	Нефть 6	Нефтесмесь
Содержание воды	Следовые количества, не превышает допустимых нормативных показателей						
Массовая доля серы, %	0,141-0,169	0,123-0,134	0,113-0,115	0,071-0,076	0,081-0,087	0,088-0,097	0,099-0,111
Массовая доля суммы меркаптанов, млн$^{-1}$ (ppm)	9,21-9,51	5,12-6,54	6,26-6,75	5,21-5,42	4,21-5,95	12,18-12,62	6,49-7,90
Концентрация хлористых солей мг/дм^3	4,31-14,05	9,48-12,35	10,02-11,09	5,65-8,55	12,56-35,81	4,92-8,51	18,75-55,87
Массовая доля Асфальтенов, %	0,5	0,8	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3
Массовая доля смол, %	7,2	9,3	6,5	5,5	7,3	6,2	7
Массовая доля парафинов, %	14,9	14,7	13,2	12,7	13,3	11,5	13,1

В *таблице 1* показано наличие в нефти некоторых агрессивных компонентов, в то время как пластовая вода (*таблица 2*) содержит большое их количество в виде хлорид-ионов, кислорода и имеет высокую минерализацию.

Содержание воды в пробах нефти не превышало допустимых нормативных показателей. Подготовка нефти к переработке включает, в первую очередь, обезвоживание и обессоливание нефти, т.е. разрушение нефтяной эмульсии. Устойчивость эмульсий определяется взаимодействием между асфальтенами и смолами и их количественным соотношением [3]. Согласно классификации нефтей по склонности к образованию эмульсий [4], приведенные нефти относятся к низкоэмульсионным (по плотности, содержанию асфальтенов) и среднестабильным эмульсиям (по вязкости, содержанию смол).

Коррозионные исследования, проведенные на модельных установках – лабораторной (*рисунок 3*) и укрупненной (*рисунок 4*) показали, что для нефти данных месторождений (в товарной форме) коррозионная активность практически отсутствует.

Дальнейшие исследования проводились на смесях нефтей. При этом содержание воды в нефтесмеси доводили до предельно допустимых нормативных концентраций – 0,5 и 1% воды. Водонефтяную эмульсию получали добавлением пластовой воды и перемешиванием на механической мешалке в течении часа. В качестве воды использовали пластовую воду. Результаты исследований представлены на *рисунке 5*.

Таблица 2 – **Исследования проб пластовой воды месторождений**

Пробы	Нефть 1	Нефть 2	Нефть 3	Нефть 4	Нефть 5	Нефть 6
Содержание взвешенных веществ, мг/дм³	486,8±49	1023,1±102	887,3±89	1160,0±116	466,2±47	1915,7±192
Сухой остаток, г/дм³	58,1	71,0	67,5	69,6	33,5	56,3
Водородный показатель (рн) при 18°С	7,8	7,4	7,6	7,4	7,6	7,3
Общая минерализация при 18°С, г/дм³	31,1	36,4	35,0	35,3	18,7	29,7
Содержание гидрокарбонатов, мг/дм³	109,8	146,4	231,8	134,2	170,8	201,3
Общая жесткость, г/дм³	29,3	22,4	24,0	16,8	14,4	16,8
Содержание сульфат-ионов, мг/дм³	следы	следы	320	2	следы	следы
Содержание хлорид- ионов, г/дм³	56,3	61,3	57,5	65,8	43,8	55,0
Содержание ионов железа, мг/дм³	0,4	5,6	0,3	12,4	3,0	0,9
Содержание растворенного кислорода, мг/дм³	4,1	4,4	3,4	3,4	7,3	5,6

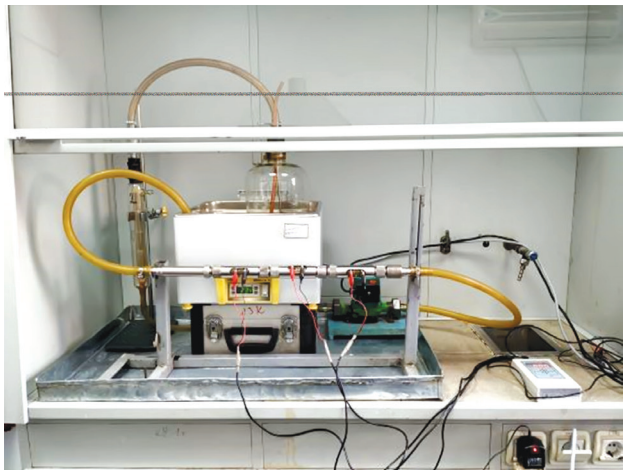

Рисунок 3 – **Лабораторная циркуляционная установка**

Рисунок 4 – **Лабораторная установка для моделирования технологий трубопроводного транспорта**

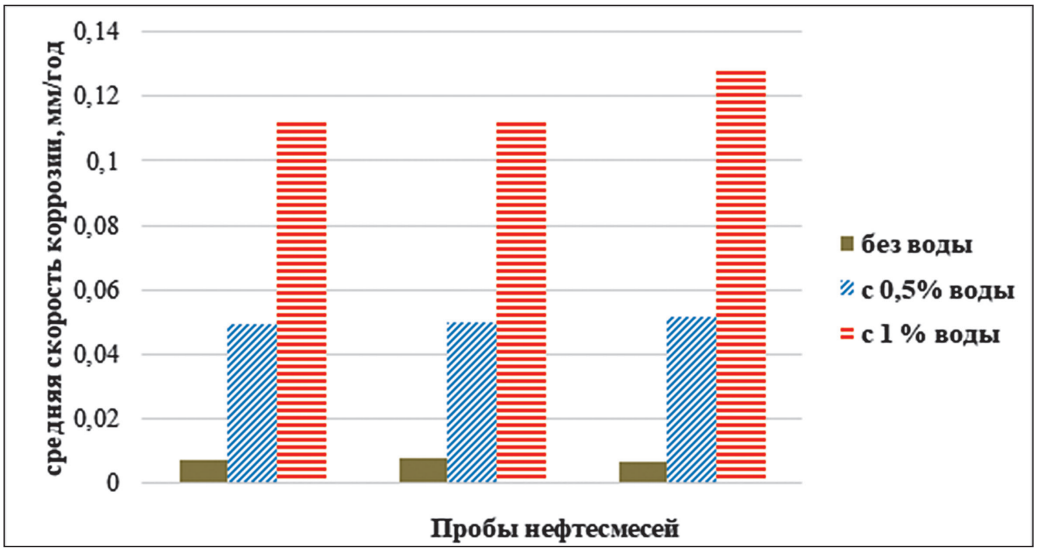

Рисунок 5 – **Диаграмма сравнения скорости коррозии в пробах нефтесмеси без добавления воды, с добавлением 0,5 и 1% пластовой воды**

Из *рисунка 5* видно, что в результате продолжительных испытаний (в течение 80 часов) значения скорости коррозии металла в пробах нефтесмеси с содержанием воды 0,5% и 1% увеличились до 0,044 г/м^2·ч (или 0,049 мм/год) и 0,103 г/м^2·ч (или 0,115 мм/год), соответственно. Следовательно, скорость коррозии при увеличении количества воды повышается в 2,4 (увеличение до 0,5% воды) и 16,4 раз (увеличение до 1% воды) по сравнению с исходными пробами товарной нефтесмеси. При этом поверхность металла (*рисунок 6*) покрыта практически однородным по структуре слоем коррозионных отложений по всей внутренней поверхности образцов.

Рисунок 6 – **Вид образцов после коррозионных исследований с добавлением 1% пластовой воды**

Таким образом, как показали проведенные нами коррозионные исследования, водная фаза с растворенным в ней агрессивными компонентами, является важным фактором для развития внутренней коррозии при транспортировке смеси нефтей, так как даже предельное нормативно допустимое количество воды в нефти (0,5% и 1%, согласно СТ РК 1347-2005) может способствовать интенсификации процессов коррозии на внутренней поверхности нефтепровода в среднем в 2-16 раза, по сравнению с нефтью, содержащей следовые количества воды. Данная интенсификация процессов коррозии связана не только с тем, что пластовая вода является высокоминерализованной, но также и с тем, что в нефтях присутствуют хлористые и сернистые соединения которые при переходе в водную фазу могут взаимодействовать с внутренней поверхностью трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1 Махмотов Е.С., Саяхов Б.К., Пирогов А.Г. Транспортировка нефтесмесей и поставка воды в Республике Казахстан. – Алматы: Ел-шежире, 2017. – 236 с.

2 Singh R. Pipeline Integrity. – Elsevier.- 2017. – 334 p.

3 Ormellese M. Corrosion in oil and chemical industry. In book: Reference Module in Chemistry, Molecular Sciences and Chemical Engineering. – Elsevier. – 2018. – P. 145-154.

4 Xia L., Lu S., Cao G. Stability and demulsification of emulsions stabilized by asphaltenes or resins. //J Colloid Interf Sci. – 2004. – V. 271. N 2. – P. 504-506. doi:10.1016/j.jcis.2003.11.027

5 Адильбекова А.О., Омарова К.И., Карайтова М. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий месторождений Северо-Западный Коныс и Жанаозен. // Вестник КазНУ. Серия химическая. – 2016. - №2(82). – С. 27-33. https://doi.org/10.15328/cb726