



**ТРУБОПРОВОДЫ – КОРРОЗИЯ  
И ЗАЩИТА**

**PIPELINES – CORROSION  
AND PROTECTION**

doi: 10.31615/j.corros.prot.2020.98.4-3.

**Подбор ингибитора для защиты от коррозии  
межтрубного пространства подводного перехода  
магистрального нефтепровода «Павлодар – Шымкент» через р. Иртыш**

**А.Г. Дидух<sup>1</sup>, Е.Т. Асенов<sup>2</sup>, Э.Д. Елеусизова<sup>2</sup>, Д.Б. Абдухалыков<sup>1</sup>, Д.К. Жамбакин<sup>1</sup>✉**

<sup>1</sup>Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл»,  
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Жибек-жолы, д. 154

<sup>2</sup>Павлодарское нефтепроводное управление АО «КазТрансОйл»,  
Республика Казахстан, 140000, г. Павлодар, ул. Северная промзона, д. 263

e-mail: d.zhambakin@rdc.kaztransoil.kz

**Аннотация.** В статье представлены исследования степени защиты проб модельного ингибирующего раствора с целью подбора оптимального ингибитора для защиты межтрубного пространства подводного перехода магистрального нефтепровода «Павлодар – Шымкент» через р. Иртыш, проложенного методом «труба в трубе». С целью определения скорости коррозии трубной стали использованы образцы-свидетели, изготовленные из стали марки 17Г1С, аналогичной стали эксплуатируемого трубопровода. Гравиметрическим и электрохимическим методами исследованы ингибирующие свойства проб ингибирующих растворов, состоящих из ингибиторов коррозии Ранкор 1101, CRW 82590, VpCI 337, ForeRP 40 и воды из р. Иртыш. Проведен сравнительный анализ скорости коррозии трубной стали и степени защиты растворов ингибиторов в различных концентрациях. Все ингибиторы в концентрациях от 50 до 750 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (ppm) в статическом режиме не обеспечивают защитный эффект, при котором сталь 17Г1С показывает повышенную устойчивость в коррозионной среде проб воды из р. Иртыш (снижение средней скорости коррозии до 0,005 мм/год по ГОСТ). Сравнивая защитную способность ингибиторов коррозии в коррозионной среде из проб воды р. Иртыш, определено, что наилучшую защитную способность показывает ингибитор Бэйкер Хьюз CRW 82590, в статическом режиме при гравиметрических исследованиях при концентрациях 80,38% (500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и 82,52% (750 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), в статическом режиме при электрохимических исследованиях 85,90% (500 и 750 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

**Ключевые слова:** коррозия, ингибиторы, подводный переход, магистральный нефтепровод, степень защиты.

**Для цитирования:** Дидух А.Г., Асенов Е.Т., Елеусизова Э.Д., Абдухалыков Д.Б., Жамбакин Д.К. Подбор ингибитора для защиты от коррозии межтрубного пространства подводного перехода магистрального нефтепровода «Павлодар – Шымкент» через р. Иртыш // Практика противокоррозионной защиты. – 2020. – Т. 25, №4. – С. 26-31. doi: 10.31615/j.corros.prot.2020.98.4-3.

Статья получена: 15.09.2020, опубликована 01.12.2020.

**Selection of an inhibitor for corrosion protection  
of the inter-pipe space of the underwater transition  
of the “Pavlodar – Shymkent” oil pipeline through the Irtysh river**

**A.G. Didukh<sup>1</sup>, E.T. Asenov<sup>2</sup>, E.D. Yeleussizova<sup>2</sup>, D.B. Abdukhalykov<sup>1</sup>, D.K. Zhambakin<sup>1</sup>✉**

<sup>1</sup>Branch “Research and Development Centre “KazTransOil” JSC,  
154, Zhibek-zholy, Almaty, 050000, Kazakhstan

<sup>2</sup>Pavlodar Oil Pipeline Department of “KazTransOil” JSC,  
263, Severnaya promzona, 140000, Pavlodar, Kazakhstan

e-mail: d.zhambakin@rdc.kaztransoil.kz

**Abstract.** The article presents a study of the protection degree of a model inhibiting solution samples in order to select the optimal inhibitor for protecting the annular space of the underwater crossing of the “Pavlodar-Shymkent” main oil pipeline across the Irtysh river built by the pipe-in-pipe method. In order to determine the corrosion rate of pipe steel we used witness coupons made of 17G1S steel similar to the steel of the pipeline in operation. Gravimetric and electrochemical methods were used to study the inhibitory properties of inhibiting solutions consisting of corrosion inhibitors Rancor 1101, CRW 82590, VpCI 337, ForeRP 40, and water from the Irtysh river. We carried out comparative analysis of the corrosion rates of pipe steel and the protection degree



of inhibitor solutions at various concentrations. Any of inhibitors in concentrations from 50 to 750 ppm, in static mode, do not provide a protective effect, at which steel 17G1S shows increased resistance in a corrosive environment of water samples from the river Irtysh (reduction of the average corrosion rate to 0.005 mm/year according to GOST). Comparing the protective ability of corrosion inhibitors in a corrosive environment from water samples from r. Irtysh, it has been exhibited that the Baker Hughes inhibitor CRW 82590 shows the best protective ability, in static mode during gravimetric studies 80,38% (500 ppm) and 82,52% (750 ppm), in static mode during electrochemical studies 85,90% (500 and 750 ppm).

**Keywords:** corrosion, inhibitors, underwater transition, main oil pipeline, degree of protection.

**For citation:** Didukh, A. G., Asenov, E. T., Yeleussizova, E. D., Abdukhalikov, D. B., & Zhambakin, D. K. (2020). Selection of an inhibitor for corrosion protection of the inter-pipe space of the underwater transition of the "Pavlodar – Shymkent" oil pipeline through the Irtysh river. *Theory and Practice of Corrosion Protection*, 25(4), 26-31. doi: 10.31615/j.corros.prot.2020.98.4-3.

Received: September 15, 2020. Published: December 01, 2020.

## Введение

Для стабильного функционирования трубопроводной системы и выполнения задач по надежному снабжению нефтью потребителей необходима надежная и безопасная работа всех объектов и сооружений, входящих в комплекс «магистральный нефтепровод». Стратегически важными объектами в этом комплексе являются подводные переходы. Отказы и аварии на подводных переходах по экологическим и экономическим соображениям приводят к чрезвычайным последствиям, т.к. устранение аварийных ситуаций сопряжено с большими затратами ресурсов и времени [1, 2].

При эксплуатации магистральных трубопроводов необходимо уделять особое внимание подводным переходам, изменению микроструктуры металла во времени, воздействию циклических нагрузок на изменение физико-механических свойств стали; разрабатывать методы и способы, повышающие надежность подводных переходов магистральных нефтепроводов, что будет способствовать увеличению сроков их безотказной работы [3, 4].

Подводные переходы – гидротехнические системы сооружений одного или нескольких трубопроводов, пересекающих реку или водоем, при сооружении которых используются специальные методы производства подводно-технических работ. К подводным переходам относят трубопроводы, уложенные по дну или ниже отметок дна водоема. Одним из эффективных способов поддержания надежности подводных переходов нефтепроводов является конструкция «труба в трубе» с межтрубным пространством, заполненным ингибитором, инертным газом или другими заполнителями [2].

Эффективность действия ингибиторов

зависит в основном от условий среды, поэтому универсальных ингибиторов нет. Кроме того, так как незначительные повреждения подводных переходов с потерей герметичности приводят к тяжелым экологическим последствиям, необходимо учитывать экологическую безопасность ингибитора для определенной среды. Следует также учесть экономическую составляющую, поскольку ингибиторы со временем расходуются, и должны добавляться в агрессивную среду периодически.

Ингибиторы коррозии с каждым годом приобретают все большее значение в противокоррозионной защите металлических сплавов в разнообразных областях техники и промышленности. Защита металлов от коррозии ингибиторами основана на свойстве некоторых индивидуальных химических соединений или их смесей при введении их в незначительных концентрациях в коррозионную среду уменьшать скорость коррозионного процесса или полностью его подавлять [5].

К сожалению, большинство фирм, которые изготавливают ингибиторы коррозии, не сообщают их состав, поэтому подчас трудно составить себе представление о том, какие химические соединения или функциональные группы в сложных соединениях или смесях выполняют защитные функции.

Проводя анализ данных диагностики подводного перехода магистрального нефтепровода (далее ППМН) «Павлодар – Шымкент» через р. Иртыш, состояние подводного перехода оценивают как исправное, удовлетворительное и работоспособное. Однако, учитывая снижение концентрации ингибирующего раствора в подводном переходе (по данным 2017 г.), а также постепенное осаждение ингибитора коррозии CRW 82590, по

результатам мониторинга 2017 г., было рекомендовано проведение сравнительного анализа ингибирующих свойств ингибитора коррозии CRW 82590 и других ингибиторов коррозии. Основная цель – выбор эффективного реагента, обладающего, в том числе, экологически безопасными свойствами для р. Иртыш и для проведения в последующем работ по восстановлению концентрации ингибирующего раствора.

Коррозионное поведение металлов, следовательно, и процессы ингибирования, сильно зависят от анионного состава электролита. Так как при закачке ингибитора используется речная вода, следует подбирать ингибитор, учитывая физико-химические показатели воды из р. Иртыш. На основе данных по физико-химическим показателям воды (табл. 1) из р. Иртыш и запросов компании по производству ингибиторов с описанием проблемы, для исследования были выбраны ингибиторы коррозии Ранкор 1101 (РауанНалко), CRW 82590 (Baker Hughes), ForeRP 40 (АлтайХимПром), VpCl 337 (Cortec).

Исследована степень защиты проб модельного ингибирующего раствора для ППМН «Павлодар – Шымкент». С целью определения скорости коррозии трубной стали использованы образцы-свидетели, изготовленные из стали 17Г1С. Коррозионная среда представлена пробами ингибиторов в различных концентрациях: растворенных в пробах воды из р. Иртыш и воды из р. Иртыш без ингибитора.

Согласно ГОСТ 9.502-82, раздел 1, образцы-свидетели выдерживались в течение установленного времени в сосудах с корро-

зионной средой для определения скорости коррозии металла и защитного эффекта ингибирующего раствора. Результаты испытания гравиметрическим и электрохимическим методами представлены в табл. 2, 3 и рис. 1.

Как видно из табл. 2, ингибиторы Ранкор 1101, Fore RP, VP 337, CRW 28590 в концентрациях от 50 до 750 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (ppm), в статическом режиме не обеспечивают защитный эффект, при котором сталь 17Г1С показывает повышенную устойчивость в коррозионной среде проб воды из р. Иртыш (снижение средней скорости коррозии от 0,038 г/м<sup>2</sup>·ч до 0,0045 г/м<sup>2</sup>·ч (0,005 мм/год)).

Сравнивая данные защитного эффекта ингибиторов коррозии в коррозионной среде из проб воды р. Иртыш, можно видеть (рис. 1), что наилучшие результаты показывает ингибитор коррозии CRW 82590 (80,44...82,5% при 500 и 750 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> соответственно). Значения защитного действия ингибиторов Fore RP и VP 337 близки по значению в концентрациях 50 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (27...30%), 250 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (52...54%) и 500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (62...63%), однако значительно отличаются при концентрациях 100 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (VP 337 – 48%, Fore RP 36%) и 750 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (VP 337 – 63%, Fore RP 71%). Защитное действие ингибитора Ранкор 1101 сравнительно низкое даже при концентрации 750 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (57%).

Исследования защитного действия ингибиторов в статическом режиме электрохимическим методом (табл. 3), так же, как и гравиметрическим методом показали, что лучшие показатели защитного эффекта у ингибитора Бэйкер Хьюз CRW 82590 и составляют 85,9% при концентрациях 500 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Таблица 1. Физико-химические параметры воды с р. Иртыш

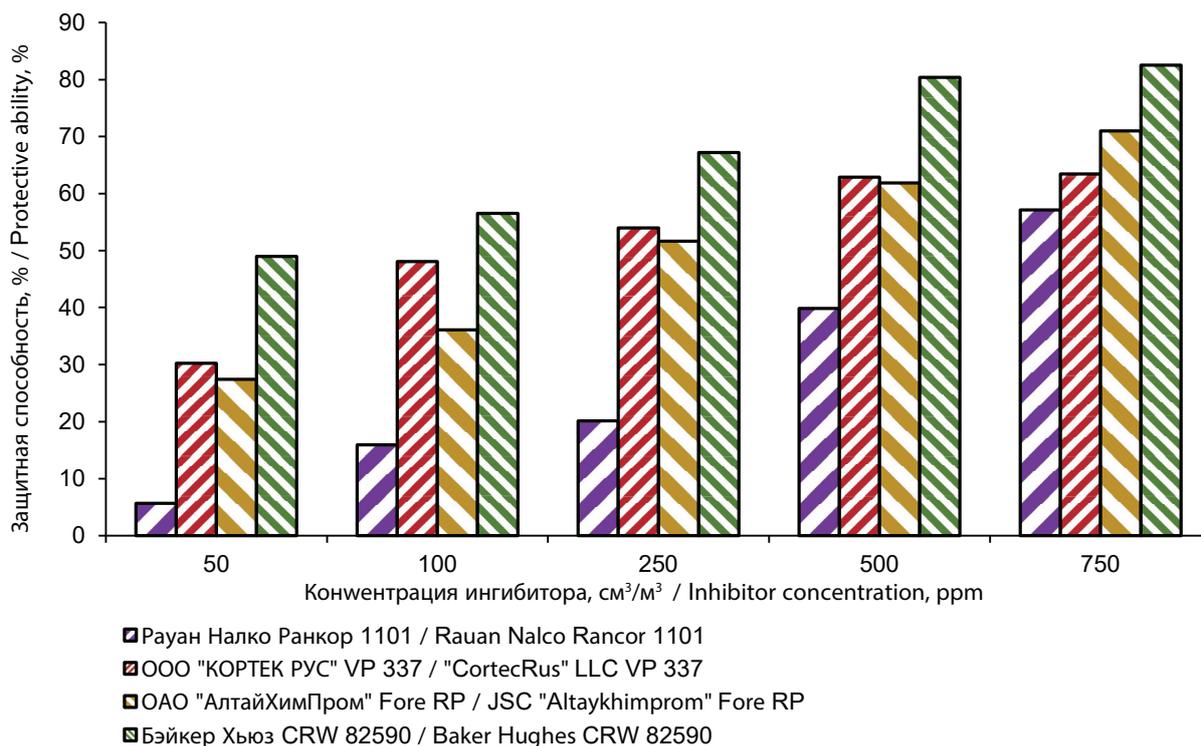
Table 1. Physical and chemical parameters of water from the Irtysh river

рН	Электропроводность, $\mu\text{См}$ / Electroconductivity, $\mu\text{S}$	Сухой остаток, мг/дм <sup>3</sup> / Dry residue, mg/dm <sup>3</sup>	Содержание железа, мг/дм <sup>3</sup> / Content of iron, mg/dm <sup>3</sup>	Содержание сульфат-ионов, мг/дм <sup>3</sup> / Sulfate ion content, mg/dm <sup>3</sup>	Содержание хлорид-ионов, мг/дм <sup>3</sup> / Chloride ion content, mg/dm <sup>3</sup>	Содержание растворенного кислорода, мг/дм <sup>3</sup> / Dissolved oxygen content, mg/dm <sup>3</sup>
7,45	288,25	205,00	0,10	0,4	15,00	8,35

**Таблица 2. Данные по скорости коррозии образцов-свидетелей и защитного эффекта испытываемых ингибиторов коррозии при исследованиях в статическом режиме гравиметрическим методом**

**Table 2. Data on the corrosion rate of witness samples and the protective effect of the tested corrosion inhibitors in static mode studies using the gravimetric method**

Проба / Sample	Концентрация ингибитора, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> / Inhibitor concentration, ppm	Среднее значение коррозионных потерь, г / Average value of corrosion losses, g	Среднее значение скорости коррозии, г/м <sup>2</sup> ч / Average value of corrosion rate, g/m <sup>2</sup> h	Среднее значение степени защиты ингибитора, % / Average value of inhibitor protection, %	Доверительный интервал, % / Confidence interval, %
Вода из р. Иртыш / Water from the river Irtysh	0	0,0532	0,038	0,00	
Ранкор 1101 / Rancor 1101	50	0,0506	0,036	5,67	±2,80
	100	0,0447	0,032	15,92	±3,21
	250	0,0425	0,030	20,13	±2,13
	500	0,0320	0,023	39,87	±1,14
	750	0,0280	0,020	57,14	±1,91
CRW 82590	50	0,0271	0,019	48,97	±1,94
	100	0,0139	0,010	56,52	±2,15
	250	0,0174	0,013	67,21	±0,87
	500	0,0104	0,007	80,38	±1,16
	750	0,0081	0,006	82,52	±1,20
Fore RP 40	50	0,0386	0,028	27,40	±1,97
	100	0,0340	0,024	36,11	±4,44
	250	0,0257	0,018	51,66	±3,95
	500	0,0203	0,015	61,88	±4,84
	750	0,0154	0,011	71,00	±3,55
VP 337	50	0,0371	0,027	30,22	±3,21
	100	0,0276	0,020	48,09	±2,66
	250	0,0245	0,018	53,98	±5,35
	500	0,0197	0,014	62,88	±2,05
	750	0,0195	0,014	63,44	±3,86
Продолжительность испытаний 672 часа, площадь поверхности образца 0,002072 м <sup>2</sup> / Test duration 672 hours, sample surface area 0,002072 м <sup>2</sup>					



**Рис. Защитный эффект испытываемых ингибиторов коррозии при исследованиях в статическом режиме гравиметрическим методом**

**Fig. Protective effect of the tested corrosion inhibitors in static mode studies using gravimetric method**

**Таблица 3. Данные по исследованию защитного эффекта испытываемых ингибиторов коррозии в статическом режиме электрохимическим методом**

**Table 3. Data on the study of the protective effect of tested corrosion inhibitors in static mode by electrochemical method**

Проба / Sample	Концентрация ингибитора, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> / Inhibitor concentration, ppm	Среднее значение скорости коррозии, мм/год / Average value of corrosion rate, mm/year	Среднее значение степени защиты ингибитора, % / Average value of inhibitor protection, %
Вода из р. Иртыш / Water from the river Irtysh	0	0,064	-
Ранкор 1101 / Rancor 1101	500	0,044	31,3
	750	0,028	56,3
CRW 82590	500	0,009	85,9
	750	0,009	85,9
Fore RP	500	0,037	42,1
	750	0,020	68,8
VP 337	500	0,029	54,7
	750	0,023	64,1



Повышение концентрации до  $750 \text{ см}^3/\text{м}^3$  не дало улучшения защитного действия.

Гравиметрическим и электрохимическим методами исследованы ингибирующие свойства ингибиторов коррозии Ранкор 1101 (РауанНалко), CRW 82590 (Baker Hughes), VpCI 337 (Cortec), ForeRP 40 (АлтайХимПром). Наилучшие противокоррозионные свойства показывает ингибитор коррозии Бэйкер Хьюз CRW 82590. Защитный эффект составляет 80,38% –  $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$  и 82,52% –  $750 \text{ см}^3/\text{м}^3$  в статическом режиме при гравиметрических исследованиях, и 85,9% –  $500$  и  $750 \text{ см}^3/\text{м}^3$  при электрохимических исследованиях.

### Литература

1. Кирнос В.И., Сабитов В.Я., Сабиров У.Н. Особенности ликвидации аварий на водных переходах в зимних условиях // Трубопроводный транспорт нефти. – 1999. – № 4. – С. 12-18.
2. Шаммазов А.М., Мугаллимов Ф.М., Нефедова Н.Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 237 с.
3. Саксаганский А.И., Резник А.И. О надежности подводных переходов трубопроводов // Журнал нефтегазового строительства. – 2011. – № 3. – С. 25-27.
4. Ильинич О.В. Анализ системы монито-

ринга состояний подводных переходов // Природообустройство. – 2011. – № 3. – С. 39-42.

5. Лукьянова Н.В., Меньшиков И.А., Шейн А.Б. Исследование эффекта синергизма у ингибиторов коррозии стали в кислых средах // Наука России: цели и задачи: материалы IV международной научной конференции (10 августа 2017 г.). – Россия, Екатеринбург, 2017. – С. 5-12.

### Reference

1. Kimos, V. I., Sabitov, V. Ya., & Sabirov, U. N. (1999). Features of liquidation of accidents at water crossings in winter. *Truboprovodnyy transport nefi*, (4), 12-18.
2. Shammazov, A. M., Mugallimov, F. M., & Nefedova, N. F. (2000). *Underwater crossings of main oil pipelines*. Moscow: Nedra-Biznescentr.
3. Saksaganskij, A. I., Reznik, A. I. (2011). On the reliability of underwater pipeline crossings. *Zhurnal neftegazovogo stroitelstva*, (3), 25-27.
4. Ilinich, O. V. (2011). Analysis of the monitoring system for the states of underwater crossings. *Prirodoobustrojstvo* (3), 39-42.
5. Lukyanova, N. V., Menshikov, I. A., & Shein, A. B. (2017, August 10). Study of the synergistic effect of steel corrosion inhibitors in acidic environments. In «*Science of Russia: goals and objectives*» Conference Proceedings. Russian Federation, Yekaterinburg, 5-12.

### Информация об авторах

**Дидух Александр Геннадьевич**, к.х.н., заместитель директора, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Республика Казахстан  
**Асенов Ербол Токтасынович**, главный инженер, Павлодарское нефтепроводное управление АО «КазТрансОйл», г. Павлодар, Республика Казахстан  
**Елеусизова Эльмира Досымхановна**, в.н.с. по НИОКР и НТД, Павлодарское нефтепроводное управление АО «КазТрансОйл», г. Павлодар, Республика Казахстан  
**Абдухалыков Дамир Бакытович**, к.х.н., руководитель лаборатории коррозии, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Республика Казахстан  
**Жамбакин Даурен Кабылулы**, н.с. лаборатории коррозии, Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», г. Алматы, Республика Казахстан

### Information about authors

**Aleksandr G. Didukh**, Ph.D. in Chemistry, Deputy Director, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Republic of Kazakhstan  
**Erbol T. Asenov**, Chief Engineer, Pavlodar Oil Pipeline Department of "KazTransOil" JSC, Pavlodar, Kazakhstan  
**Elmira D. Yeleussizova**, leading specialist in R&D and NTD, Pavlodar oil pipeline department of "KazTransOil" JSC, Pavlodar, Kazakhstan  
**Damir B. Abdukhalykov**, Ph.D. in Chemistry, Head of the Corrosion Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan  
**Dauren K. Zhambakin**, Researcher, Corrosion Laboratory, Branch "Research and Development Centre "KazTransOil" JSC, Almaty, Kazakhstan