

УДК 621.644

И.А. Гостинин, ведущий инженер проектно-сметного бюро ОАО «Сургутнефтегаз», НГДУ «Сургутнефть», e-mail: gia-771@rambler.ru

## ВЫБОР ТРУБ КОРРОЗИОННО-СТОЙКОГО ИСПОЛНЕНИЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЖИДКОСТИ, ДОБЫВАЕМОЙ ИЗ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В статье проведен анализ воздействия жидкости, добываемой из юрских отложений, на стальные трубопроводы. Установлено, что для трубопроводов, перекачивающих жидкость из юрских отложений, нежелательно применять обычное металлическое покрытие труб. Рассмотрены варианты противокоррозионной защиты труб, применяемых для добычи углеводородного сырья из юрского горизонта, за счет добавления ингибиторов коррозии в перекачиваемую среду, использования внутреннего антикоррозионного покрытия и применения неметаллических труб.

**Ключевые слова:** коррозия, агрессивность перекачиваемой среды, юрские отложения, металл, трубопровод, внутреннее покрытие, сталь.

Ежегодно по промышленным трубопроводам Западной Сибири перекачиваются сотни кубометров нефти, газа и технологических жидкостей, содержащих в больших количествах такие коррозионно-активные компоненты, как сероводород, двуокись углерода, ионы хлора и т.д.

Из-за высокой агрессивности транспортируемых сред сроки службы промышленных трубопроводов значительно ниже нормативных. Растет потребность в капитальном ремонте, неуклонно повышаются затраты на проведение ремонтов, вследствие простоя трубопроводов снижаются показатели по добыче нефти. В то же время площади загрязненных земель увеличиваются высокими темпами, а это грозит предъявлением серьезных штрафных санкций, повышением затрат на капитальный ремонт трубопроводов и на природоохранные мероприятия [1]. Трубопроводы одного и того же диаметра с идентичной микро-

структурой и химическим составом стали в схожих условиях эксплуатации значительно отличаются по сроку службы: одни работают без повреждений весь проектный срок, другие разрушаются в результате сквозных коррозионных повреждений значительно раньше [2, 5].

### ОСНОВНЫМИ ПРИЧИНАМИ ОТКАЗОВ ТРУБОПРОВОДОВ ЯВЛЯЮТСЯ [3]:

- несоответствие планируемых объемов добычи фактическим, то есть отсутствие фактического заполнения трубопроводов, расслоение потока жидкости и

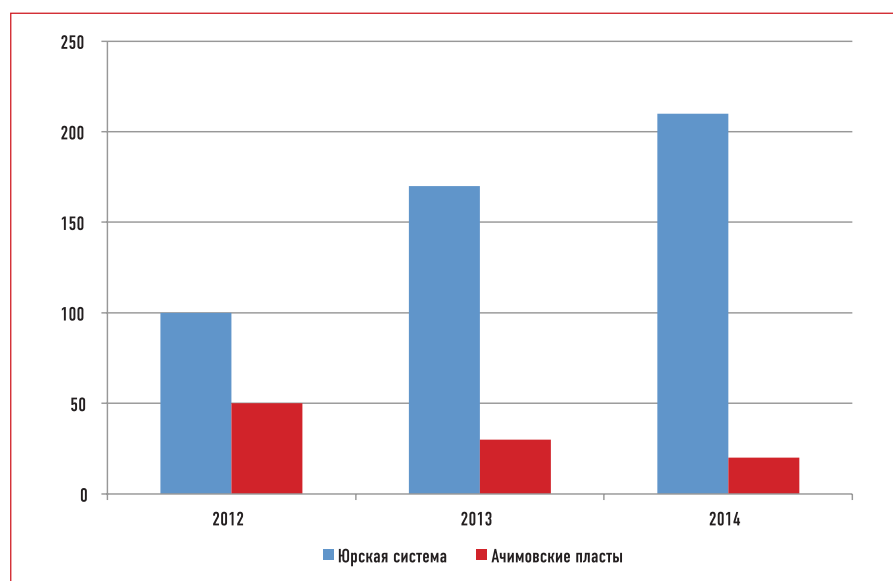


Рис. 1. Объемы бурения в 2012–2014 гг. на одном из небольших месторождений Западной Сибири

Таблица 1. Химический состав добываемой жидкости

Пласт	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	рН	% воды, общий	Состав воды, мг/л					
				CO <sub>3</sub>	С	HCO <sub>3</sub>	Na	Ca	Mg
ЮС 2/1	1,013	6,61	45,9	0	9943,73	2092,3	6959,79	108,22	82,69
ЮС 2/1	1,015	7,25	93,6	0	11099,4	2189,9	7502,6	160,32	179,97
ЮС 1/2	1,013	7,88	97,1	0	10486,1	1049,2	6821,8	204,41	75,39
ЮС 1/2	1,013	8,36	96,7	0	10204,3	1061,4	6643,55	172,34	94,85

выделение свободной воды по нижней образующей, что приводит к возникновению локальной и ручейковой коррозии по нижней образующей;

- перекачка сильноагрессивной жидкости, добываемой из пластов юрских отложений, с аномально высоким содержанием HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>;
- несоответствие применяемых материалов агрессивности перекачиваемой жидкости.

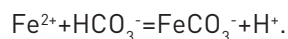
В последнее время сильно возросли объемы глубинного бурения. Меловая система постепенно уходит на второй план. Самые глубокие пласты этой системы – ачимовские – сильно уступают в объемах бурения юрским отложениям.

В качестве примера проанализируем добычу углеводородного сырья на одном из небольших месторождений Западной Сибири (рис. 1).

Полный анализ жидкости, добываемой из пластов юрских отложений на данном месторождении, показывает, что содержание ги-

дрокарбонат-ионов очень высоко (табл. 1). Кроме того, существенно возрастают кислотность, о чем свидетельствует значение рН, и обводненность продукции скважин. Рост количества гидрокарбонат-ионов ведет к образованию углекислотной коррозии, при которой процесс растворения железа описывается по следующему механизму:

Ионы Fe<sup>2+</sup> взаимодействуют с HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> с образованием осадка карбоната железа.



#### ЗАЩИТИТЬ ТРУБОПРОВОД ОТ ТАКОЙ РЕАКЦИИ МОЖНО СЛЕДУЮЩИМИ СПОСОБАМИ:

- 1) добавлением ингибиторов коррозии в перекачиваемую среду;
- 2) применением труб с внутренним антикоррозионным покрытием, для того чтобы предотвратить контакт металла с перекачиваемой средой;
- 3) применением неметаллических труб.

Промышленный опыт показывает, что применение ингибиторов помимо капитальных вложений в строительство узлов ингибирования требует постоянных эксплуатационных затрат, связанных с расходами реагентов, обслуживанием дополнительного оборудования и регулярным контролем эффективности защиты [4].

Опыт работы нефтяных компаний показывает высокую технологичность, эффективность и надежность трубопроводов, построенных с использованием труб с высокой коррозионной устойчивостью, изготовленных по современным технологиям [6].

На месторождении, которое я рассматриваю в качестве примера, наряду со стальными трубами с базовым наружным покрытием применяются стальные трубы с внутренним порошковым покрытием на основе порошковых эпоксидных и модифицированных эпоксидных материалов, стеклопластиковые трубы и гибкие по-

Таблица 2. Трубопроводы с высокой коррозионной устойчивостью на месторождении

Наименование трубопровода	Типоразмер, мм	Перекачиваемая среда	Дата ввода	Тип исполнения	Состояние	Пласт
Нефтепровод узла подключения ДНС	450	Жидкость с кустов	2005	Стеклопластик	Действующий	ЮС 1/2
Нефтепровод от т.вр. 1 до т.вр.	320		2004	Стеклопластик	Действующий	ЮС 2/1
Нефтепровод от т.вр. 2 до т.вр.	114х6		2010	Стальная, с внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски ПЭП-585 с грунтовочным слоем	Действующий	ЮС 1/2
Нефтепровод от к. 1 до т.вр.	159х6		2010	Стальная, с внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски 585 с грунтовочным слоем ПЭП-585с грунтовочным слоем	Действующий	ЮС 2/1
Нефтепровод от к. 2 до т.вр.	114х6		2005	Гибкая полимерно-металлическая	Действующий	ЮС 1/2
Нефтепровод от к. 3 до ДНС	114х6		2005	Гибкая полимерно-металлическая	Действующий	ЮС 2/1

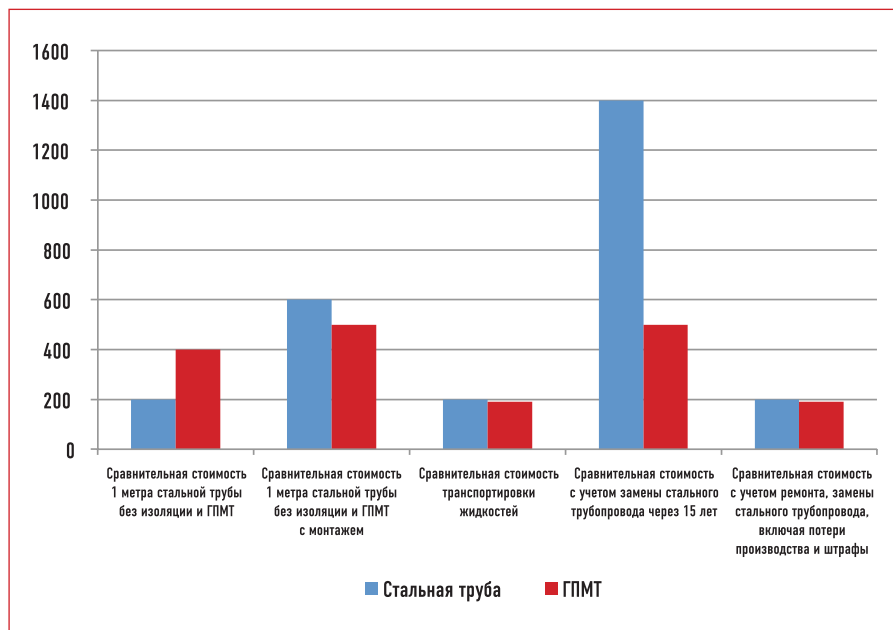


Рис. 2. Экономический эффект от применения ГПМТ на одном из небольших месторождений Западной Сибири

лимерно-металлические трубы (табл. 2).

Как видно из таблицы, трубопроводы коррозионно-стойкого исполнения на данном месторождении работают безотказно. На основе опыта многолетней эксплуатации рассмотрим преимущества и недостатки каждого исполнения.

Стеклопластиковые трубы характеризуются низкой плотностью, низкой теплопроводностью, немагнитностью. Они обладают антистатическим эффектом и высокой стойкостью к агрессивным средам. Трубы, изготовленные из стеклопластика, имеют достаточно широкий температурный диапазон и рабочие давления.

Однако у стеклопластиковых труб есть и значительные недостатки, приводящие к серьезным ограни-

чениям их применения, а в ряде случаев и полной невозможности.

#### ТАКОВЫМИ ЯВЛЯЮТСЯ:

- 1) высокие затраты на монтаж и ремонт объектов, оснащенных такими трубами;
- 2) повышенное отложение парафинов на внутренней поверхности в ряде случаев;
- 3) неремонтнопригодность в условиях нефтепромысла;
- 4) несовпадение присоединительных типоразмеров с обыкновенными трубами.

Трубопроводы с внутренним покрытием на основе эпоксидных материалов также обладают высокой коррозионной стойкостью, имеют широкий диапазон по температуре и рабочим давлениям. К плюсам этого типа исполнения относит-

ся также тот факт, что большая часть объектов трубопроводного транспорта построена с использованием стальных труб. Никаких сложностей с подключением к действующим объектам не возникает. Гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) обладают всеми достоинствами вышеперечисленных и имеют ряд преимуществ, к числу которых относятся:

- 1) легкость монтажа;
- 2) простота ремонта;
- 3) удобная транспортировка;
- 4) повышенная заводская готовность;
- 5) повышенная пропускная способность.

Экономический эффект от применения ГПМТ относительно стальных труб особенно проявляется, когда срок службы стального трубопровода подходит к концу (рис. 2).

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, одним из популярных методов борьбы с коррозией на сегодняшний день остается защита внутренней поверхности трубопроводов порошковым эпоксидным покрытием ПЭП-585, соединение труб с внутренним антикоррозионным покрытием с применением сварки с использованием втулки с внутренним полимерным покрытием (для защиты сварного стыка), а также применение технологии соединения «Батлер» (конус – раструб) [7]. При этом для трубопроводов, перекачивающих жидкость из юрских отложений, нежелательно применять обычное металлическое покрытие труб.

#### Литература:

1. Вирясов А.Н., Гостинин И.А., Семенова М.А. Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири [Электронный ресурс]// «Инженерный Вестник Дона», 2013, № 1. - Режим доступа <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/p1y2013/1487> (доступ свободный) - Загл. с экрана. - Яз. рус.
2. РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов утв. Постановлением № 30 Госгортехнадзора России от 10.07.2001. - 18 с.
3. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. утв. Минтопэнерго РФ от 30.12.1993. - 2 с.
4. Методика вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов НПО «Трубопровод», ВНИПИнефть, согласовано Госгортехнадзором РФ 11.01.96.
5. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособ. для вузов. - М.: Недра, 1995.
6. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. - М.: Машиностроение, 1990. - 448 с.
7. Методика определения характеристик трещиностойкости труб нефтегазопроводов. - Уфа: ВНИСПНефть, 1988.