

Эксплуатационные параметры запорной арматуры для нефтепроводов

С.С. Савельев

директор по развитию компании¹
ss@tdmarshal.ru

1000 «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье описывается важность подбора правильных эксплуатационных параметров.

Материалы и методы

При подготовке данной статьи использовались данные ГОСТов, справочных материалов по трубопроводной арматуре и нефтяным магистральным сетям.

Ключевые слова

условное давление, рабочее давление, техническая надежность трубопроводных систем

Для транспортировки нефти из мест добычи или хранения до пунктов потребления в основном используются трубопроводные системы. Этот вид транспорта в России впервые был применен еще в конце XIX века на Кавказе, где и было положено начало развития нефтепромысла.

К основной задаче трубопроводных систем относится осуществление доставки сырья до конечного пункта без потерь или с минимально возможными потерями, так как подобные убытки влияют и на экономическую, и на экологическую составляющую. К причинам утрат сырья при транспортировке можно отнести различные ситуации, которые могут быть связаны как с человеческими факторами и вопросами безопасности, например, хищение, также и с техническими неполадками — утечками и испарениями. Поэтому, для обеспечения технической надежности нефтепроводов важно учитывать все, что касается элементов транспортной системы и их показателей.

Основными составляющими трубопроводной сети являются трубы, соединительные части, компенсаторы и арматура, показатели которой определяются по ГОСТ. В качестве устройств запорной арматуры часто используются шаровые краны. Эксплуатационные характеристики шаровых кранов и нефтепроводов тесно связаны между собой, и для выбора арматуры по ГОСТ одним из важнейших параметров является давление.

Различают давление номинальное (условное), рабочее, расчетное; единицами измерения служат паскаль, атмосфера, кгс/см и прочие. Номинальное давление — наибольшее избыточное давление при температуре рабочей среды 293 К (20°C), при котором обеспечивается заданный срок

службы корпусных деталей арматуры, имеющих определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках прочности их при температуре 293 К (20°C). Рабочее давление — наибольшее избыточное давление, при котором возможна длительная работа арматуры при выбранных материалах и заданной температуре. Расчетным именуется избыточное давление, на которое производится расчет прочности устройства, то есть, при котором проверяют трубопроводные системы на прочность.

Показатели условного давления для трубопроводной арматуры представлены в диапазоне от 0,01 МПа до 100 МПа, и, исходя из этих значений, арматуру дифференцируют на несколько подгрупп: для сверхвысокого и высокого вакуума, для среднего и низкого вакуума, для малых, средних, высоких и сверхвысоких давлений.

Обозначение номинального давления находится в соответствии со стандартами ГОСТ 26349-84 (таб. 1).

Номинальный показатель учитывает и рабочее давление, и температуру: так как при повышении температуры режима прочность материалов снижается, рабочее давление должно быть меньше номинального.

Итоги

Сделаны выводы о необходимости правильного подбора эксплуатационных параметров трубопроводной арматуры для нефтепроводов.

Выводы

При эксплуатации запорной арматуры, используемой в нефтегазовой сфере, показатель давления играет особую роль — им определяются характеристики прочности и надежности оборудования, возможность технической координации с остальными деталями нефтепроводов, правильно подобранные параметры обеспечивают сохранность нефти и нефтепродуктов при транспортировке до конечных пунктов.

Список

используемой литературы

1. ГОСТ 26349-84.
2. Коннова Г.В., Г.В. Коннова. Оборудование транспорта и хранение нефти и газа. Учебное пособие. Ростов-на-Дону: Феникс, 2006.
3. Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов. Москва: Недра, 1980.
4. Новиков В.Т. Основы проектирования и оборудование предприятий органического синтеза. Часть 1. Трубопроводная арматура: учеб. пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2013.

Обозначение номинального давления	Значение номинального давления, МПа (кгс/см ²)	Обозначение номинального давления	Значение номинального давления, МПа (кгс/см ²)
PN 0,1	0,01 (0,1)	PN 63	6,3 (63,0)
PN 0,16	0,016 (0,16)	PN 80	8,0 (80,0)
PN 0,25	0,025 (0,25)	PN 100	10,0 (100,0)
PN 0,4	0,040 (0,40)	PN 125	12,5 (125,0)
PN 0,63	0,063 (0,63)	PN 160	16,0 (160,0)
PN 1	0,1 (1,0)	PN 200	20,0 (200,0)
PN 1,6	0,16 (1,6)	PN 250	25,0 (250,0)
PN 2,5	0,25 (2,5)	PN 320	32,0 (320,0)
PN 4	0,4 (4,0)	PN 400	40,0 (400,0)
PN 6,3	0,63 (6,3)	PN 500	50,0 (500,0)
PN 10	1,0 (10,0)	PN 630	63,0 (630,0)
PN 16	1,6 (16,0)	PN 800	80,0 (800,0)
PN 25	2,5 (25,0)	PN 1000	100,0 (1000,0)
PN 40	4,0 (40,0)		

Таб. 1 — Обозначение условного давления

Operational parameters of valves for pipelines

UDC 621.646

Authors:

Sergey S. Saveliev — director of business development¹; ss@tdmarshal.ru

¹TD Marshal, Moscow, Russian Federation

Abstract

This article describes the importance of selecting the correct operating parameters.

Materials and methods

In preparing this article, we used data GOSTs reference materials on pipeline valves and oil backbones.

Results

Findings of the proper selection of operating parameters of pipe fittings for pipelines.

Conclusions

During operation of valves used in the oil and gas sector, the rate of pressure plays a special role — it determines the characteristics of strength and reliability of

the equipment, the possibility of technical coordination with other parts of pipelines, properly chosen parameters ensure the safety of oil and petroleum products in transit to final destinations.

Keywords

nominal pressure, working pressure, the technical reliability of pipeline systems

References

1. GOST 26349-84.
2. Konnova G.V. *Oborudovanie transporta i khraneniya nefi i gaza: ucheb. posobie* [Equipment transport and storage of oil and gas]. Rostov-na-Donu: Feniks, 2006.

3. Zaytsev L.A., Yasinskiy G.S. *Regulirovaniye rezhimov magistral'nykh nefteprovodov* [Regulation regimes of main oil pipelines]. Moscow: Nedra, 1980.
4. Novikov V. T. *Osnovy proektirovaniya i oborudovaniye predpriyatiy organicheskogo*

sinteza. Chast' 1. Truboprovodnaya armatura: ucheb. posobie. [Basis of design and equipment of enterprises of organic synthesis. Part 1. Pipeline accessories: tutorial]. Tomsk: National Research Tomsk Polytechnic University (TPU), 2013.

Диагностика и способы защиты трубопроводной арматуры

УДК 621.646

технический отдел¹
info@tdmarshal.ru

¹ООО «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье описывается важность своевременной диагностики коррозии и нанесения защитного покрытия для трубопроводной арматуры.

Материалы и методы

При подготовке данной статьи использовались данные ГОСТов, данные анализа поломок запорной арматуры по причине коррозии, учебные пособия по видам и способам нанесения антикоррозийного защитного покрытия.

Ключевые слова

трубопроводная арматура, диагностика, защитное покрытие, коррозия, лакокрасочное покрытие

Одним из наиболее распространенных способов доставки нефти и газа до конечного потребителя является транспортировка этого вида сырья по трубопроводам. Безопасность этого процесса зависит, в том числе, от своевременной диагностики и эффективной противокоррозионной защиты трубопровода и трубопроводной арматуры, так как образование отложений и коррозии на внешних поверхностях металласущественно снижают его долговечность.

Не смотря на то, что рынок защитных покрытий постоянно модернизируются, растет, предлагает все новые технологии, условия эксплуатации трубопроводной арматуры ужесточаются — продолжают осваиваться территории Крайнего Севера, Сибири, морские месторождения нефти и газа, месторождения на шельфах. Поэтому, вопросы диагностики и способов защиты от коррозии остаются очень актуальными.

К задачам коррозионной диагностики относится выявление очагов коррозии и оценка интенсивности коррозионных токов, объем диагностики определяется в зависимости от типа изделия и условий эксплуатации. Для трубопроводных объектов выполняются следующие измерения:

- измерения коррозионной агрессивности грунта;
- измерения разности потенциалов труба-земля в смежных точках на соседних подземных сооружениях;
- расчет поля блуждающих токов с определением анодных зон на объекте.

Если же трубопровод уже проложен,

выполняются:

- измерения разности потенциалов труба-земля при включенной электрохимической защите и без нее;
- измерения градиентов потенциала и определение поля токов в земле;
- определение вредных влияний токов электрохимической защиты на соседние подземные сооружения;
- определение наличия гальванических связей с соседними сооружениями и анализ работы гальванических коррозионных макропар;
- определение мест повреждения изоляционного покрытия объектов;
- расчет скорости коррозии по результатам полевых измерений;
- расчет удельного сопротивления изоляционного покрытия объекта по токам установок электрохимической защиты.

К распространенным способам защиты трубопроводной арматуры от коррозии относятся различные виды покрытий: металлические и неметаллические, создающие защитную пленку на поверхности металла. Рассмотрим лакокрасочный тип защиты: на основе эпоксидных, полиуретановых и других видов смол.

Полный процесс нанесения покрытия может включать в себя несколько этапов и начинается с обезжиривания (рис. 1). В некоторых случаях, с целью зачистки поверхности, может проводиться дробеструйная обработка. При подобной обработке на поверхности металла может происходить уплотнение