

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-111-118

УДК 622.692.4.052

И.А. Гостинин (ООО «Велесстрой», г. Москва, Российская Федерация)

ПОДБОР ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗАВАРИЙНОЙ ПЕРЕКАЧКИ ПО НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫМ ТРУБОПРОВОДАМ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Igor A. Gostinin (Velesstroy LLC, Moscow, Russian Federation)

UNINTERRUPTED DELIVERY PARAMETERS BY OIL-FIELD PIPELINES IN WESTERN-SIBERIAN REGION

Введение

Ежегодно в России на промыслах происходит до 70 тыс. аварий трубопроводного транспорта, 90 % из которых являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий 50-55 % приходится на долю систем нефтесбора. 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % - даже 2 лет. Трубопроводы одинакового сорта и диаметра с идентичной микроструктурой и химическим составом в схожих условиях эксплуатации значительно различаются сроком безаварийной работы: одни работают без повреждений весь проектный срок, другие разрушаются в результате сквозных коррозионных повреждений значительно раньше. Промысловые трубопроводы достаточно металлоемкие и технически сложные сооружения, поэтому их противокоррозионная защита является весьма актуальной проблемой.

Цели и задачи

Рассмотрим проблему перекачки нефти с низкой скоростью, в результате чего происходит выделение коррозионно-активной водной фазы.

Background

Up to 70 thousand pipeline accidents occur in the fields annually in Russia, 90 % of which are the result of corrosion damage. Of the total number of accidents, 50-55 % are oil recovery systems. 42 % of pipes do not withstand five years of operation, and 17 % - even 2 years. Pipelines of the same grade and diameter with identical microstructure and chemical composition under similar operating conditions differ significantly in terms of trouble-free operation: some work without damage the entire design period, others are destroyed as a result of through corrosion damage much earlier. Field pipelines are quite metal-intensive and technically complex structures, so their corrosion protection is a very urgent problem.

Aims and Objectives

Let's consider the problem of pumping oil at a low speed, which results in the release of a corrosive aqueous phase.

Результаты

На основании расчетов можно сделать вывод, что вследствие необоснованного ограничения скорости при расчете гидравлики нефтепроводов эксплуатирующая организация ошибочно выбирает больший диаметр трубы при капитальном строительстве или ремонте участков трубопроводов. Это ведет к увеличению металлоемкости, в результате происходит удорожание объекта и строительного-монтажных работ.

Рекомендуется производить гидравлический расчет по определению диаметров трубопроводов при проведении капитального ремонта не в единой вариации по существующим параметрам, а с проведением статистического анализа по опыту безотказной работы трубопроводов при схожих характеристиках и условиях транспортировки в данном регионе.

Results

Based on the calculations, it can be concluded that due to an unreasonable speed limit when calculating the hydraulics of oil pipelines, the operating organization mistakenly chooses a larger pipe diameter for capital construction or repair of pipeline sections. This leads to an increase in metal consumption, as a result there is an increase in the cost of the object and construction and installation works.

It is recommended to carry out a hydraulic calculation to determine the diameters of pipelines during the overhaul, not in a single variation in existing parameters, but with a statistical analysis of the experience of pipeline failure-free operation under similar characteristics and transportation conditions in this region.

Ключевые слова: скорость движения жидкости; ламинарное течение; турбулентное течение; диаметр трубы; капитальный ремонт; коррозия; толщинометрия; металл; трубопровод; сталь; скорость коррозии; срок службы трубопровода; режим течения жидкости

Key words: fluid velocity; laminar flow; turbulent flow; pipe diameter; overhaul; corrosion; thickness gauge; metal; pipeline; steel; corrosion rate; pipeline service life; fluid flow regime

Ежегодно в России на промыслах происходит до 70 тыс. аварий трубопроводного транспорта, 90 % из которых являются следствием коррозионных повреждений.

Из общего числа аварий 50-55 % приходится на долю систем нефтесбора. 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % - даже 2 лет [1-5].

Трубопроводы одинакового сорта и диаметра с идентичной микроструктурой и химическим составом в схожих условиях эксплуатации значительно различаются сроком безаварийной работы: одни работают без повреждений весь проектный срок, другие разрушаются в результате сквозных коррозионных повреждений значительно раньше.

Промысловые трубопроводы достаточно металлоемкие и технически сложные сооружения, поэтому их противокоррозионная защита является весьма актуальной проблемой [6-10].

Анализ причин значительного числа отказов при эксплуатации нефтесборных коллекторов и водоводов низкого и высокого пластового давления показал следующее:

- аварийные ситуации возникают в трубопроводах, по которым транспортируется нефть с обводненностью 50-60 % и скоростью течения 0,1-1,0 м/с;
- все порывы нефтепроводов происходят на участках с расслоенным режимом течения нефтяной эмульсии, т.е. в условиях выделения из нее водной фазы;

- металлическая поверхность нижней части труб практически свободна от осадков, однако на корродирующей поверхности могут образовываться осадки (в основном карбонатные железокальциевые соединения);
- отмечено значительное соотношение между площадью локально разрушенной и площадью остальной (слабокорродированной) поверхности трубы;
- локальная коррозия происходит в виде питтингов (точечная коррозия) или протяженных канавок;
- локализация коррозионных разрушений нижней части трубы характеризуется комплексным воздействием многих факторов: концентрацией микробактерий, давлением в трубопроводе, содержанием минеральных частиц, скоростью потока, наличием ингибиторов в среде, степенью обводненности нефти и т.д. [11].

Рассмотрим проблему перекачки нефти с низкой скоростью, в результате чего происходит выделение коррозионно-активной водной фазы.

Для предупреждения внутренней коррозии предлагается поддерживать скорость потока, при которой исключаются расслоение эмульсии и образование водных скоплений. Одни авторы отмечают, что коррозия возникает при скорости потока 0,86 м/с, другие считают до 3-6 м/с (для Грозненских месторождений) и 0,75 м/с (для высокопарафинистой нефти Ставропольского края).

В качестве исходных данных были взяты реологические свойства жидкостей, добываемых на трех разных месторождениях Западно-Сибирского региона.

Данные по вырезанным катушкам с дефектами (ручейковая коррозия) были получены в лабораториях неразрушающего контроля на этих же месторождениях:

- кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости (сСт) - 35,29, 44,6, 42,7;
- плотность перекачиваемой жидкости (кг/м³) - 785, 862, 784;
- жидкость добывается из пластов Юрских отложений;
- марка стали трубопровода - 20КТ;
- рабочее давление - 4,0 МПа;

- год ввода в эксплуатацию - 2009 г.

Все три трубопровода по истечении 10 лет были представлены на рассмотрение для проведения капитального ремонта в связи с приближением толщины стенки к величине отбраковочной.

Трубопровод 1 имеет диаметр 89 мм, суточный расход 150 м³/сут.

Трубопровод 2 имеет диаметр 114 мм, суточный расход 260 м³/сут.

Трубопровод 3 имеет диаметр 159 мм, суточный расход 500 м³/сут.

На каждом трубопроводе была проведена ультразвуковая толщинометрия в четырех точках. Первый замер был произведен в начале трассы, два - в середине и один - в конце.

Схема контроля:

точка А - толщина стенки верхней образующей трубопровода;

точка В - толщина стенки с правой стороны трубопровода (по направлению движения жидкости);

точка С - толщина стенки нижней образующей трубопровода;

точка D - толщина стенки с левой стороны трубопровода (по направлению движения жидкости) (таблицы 1 и 2).

Как видно из анализа данных таблиц 1-3, наибольшее уменьшение по сравнению с первоначальной толщиной стенки имеет нижняя образующая трубы, что свидетельствует об образовании ручейковой коррозии.

При проверке гидравлических расчетов выявлено, что скорость потока ограничена 1,0 м/с в соответствии с таблицей 2 ВНТП 3-85 [12], где указана максимальная скорость на всасывании насосного агрегата.

Преобразованное уравнение неразрывности потока для расчета рабочего диаметра трубы имеет вид:

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi V}}. \quad (1)$$

Для трубопровода 1 диаметр при заданном расходе получается 28,2 мм, для трубопровода 2 - 37,2 мм, для трубопровода 3 - 50,5 мм. Фактическое заполнение трубопровода менее 50 %.

Таблица 1. Результаты ультразвуковой толщинометрии для трубопровода 1

№ точки	Элемент - диаметр, мм	Фактическая измеренная толщина стенки, мм			
		A	B	C	D
1	89 x 6	4,1	4,3	3,4	4,3
2	89 x 6	4,2	4,3	3,3	4,3
3	89 x 6	4,2	4,3	3,6	4,3
4	89 x 6	4,1	4,2	3,4	4,2

Таблица 2. Результаты ультразвуковой толщинометрии для трубопровода 2

№ точки	Элемент - диаметр, мм	Фактическая измеренная толщина стенки, мм			
		A	B	C	D
1	114 x 6	4,5	4,4	3,7	4,3
2	114 x 6	4,6	4,3	3,9	4,4
3	114 x 6	4,6	4,3	3,7	4,4
4	114 x 6	4,5	4,2	3,9	4,4

Таблица 3. Результаты ультразвуковой толщинометрии для трубопровода 3

№ точки	Элемент - диаметр, мм	Фактическая измеренная толщина стенки, мм			
		A	B	C	D
1	159 x 6	4,3	4,1	3,2	4,0
2	159 x 6	4,2	4,2	3,0	4,2
3	159 x 6	4,3	4,0	3,4	4,1
4	159 x 6	4,3	4,1	3,2	4,2

Определим параметр Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \times d}{w} \quad (2)$$

Для трубопровода 1:

$$Re = \frac{1 \times 0,077}{0,00003529} = 2181.$$

Для трубопровода 2:

$$Re = \frac{1 \times 0,102}{0,0000446} = 2286.$$

Для трубопровода 3:

$$Re = \frac{1 \times 0,147}{0,0000427} = 3442.$$

Для первых двух трубопроводов выдержан ламинарный режим, для трубопровода 3 - режим турбулентный.

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов, к которым, в первую очередь, относятся тяжелые высоковязкие нефти.

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 (рисунок 1).

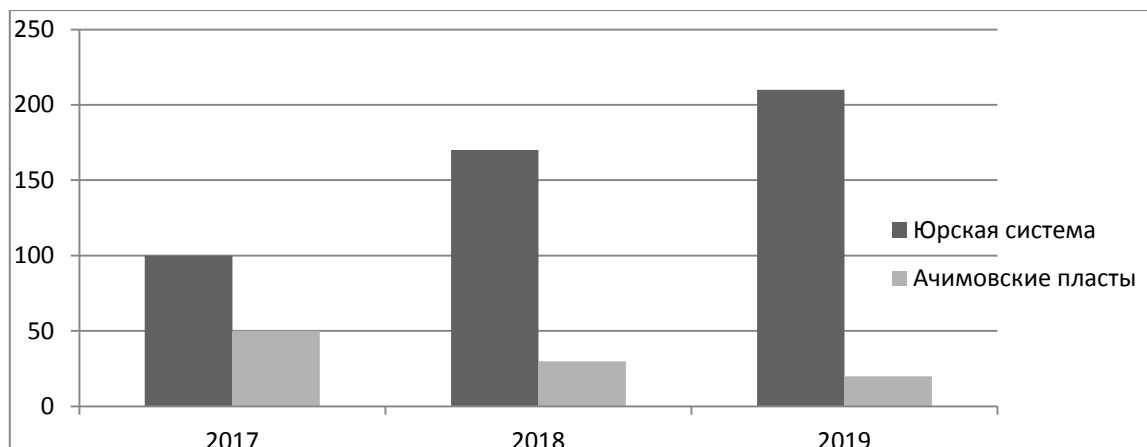


Рисунок 2. Объемы бурения, тыс. м³

Нефть, добываемая из юрских отложений, обладает большой вязкостью. Проведем расчет исходя из того, что вязкость добываемой нефти 45 сСт, плотность 890 кг/м³.

Средняя протяженность трубопроводов 1,5 км.

Расчет ведем от куста скважин до ДНС с УПСВ (первичная подготовка нефти).

Ламинарное движение жидкости ограничено параметром Рейнольдса 2300.

Подберем оптимальные значения параметров перекачки по диаметрам:

$$Re = \frac{Qd}{wA}, \quad (3)$$

где Q - объемный расход, м³/с;

w - кинематическая вязкость, м²/с;

A - площадь сечения потока, м²;

D - внутренний диаметр, м.

В соответствии с п.2.3.1 РТМ 26-02-39-84 «Методы защиты от коррозии и выбор материалов для основных элементов и узлов аппаратов установок подготовки и первичной переработки нефти (ЭЛОУ, АВТ, АТ, ЭЛОУ-АВТ)», оптимальная скорость потока 1,8-1,9 м/с уменьшает солеотложения и коррозию металла.

Определим минимальную скорость движения жидкости, используя уравнение Бернулли:

$$\frac{\rho v_1^2}{2} + P_1 = \frac{\rho v_2^2}{2} + P_2; \quad (4)$$

$$P_1 - P_2 = \frac{\rho v_2^2}{2} - \frac{\rho v_1^2}{2}. \quad (5)$$

За скорость v_2 примем скорость в обвязке аппаратов установки подготовки и первичной переработки нефти 1,9 м/с.

Разницу давлений определим исходя из гидравлических потерь.

На основе данных многолетнего опыта, потери на местные сопротивления можно принимать равными от 1 % до 3 % от потерь на трение по длине:

$$H_{тр} = iL, \quad (6)$$

где L - длина трубопровода;

i - гидравлический уклон, определяемый по формуле:

$$i = \frac{\lambda v_1^2}{2gd}; \quad (7)$$

λ - коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (8)$$

Подставляя формулы (2), (7), (8) в формулу (6), получим:

$$H_{тр} = \frac{64}{\frac{v_1 \lambda d}{w}} \frac{v_1^2}{2gd} \chi L. \quad (9)$$

Уравнение Бернулли для нашего случая примет вид:

$$\frac{64}{\frac{v_1 \lambda d}{w}} \chi L \chi 1,03 = \frac{pv_2^2}{2} - \frac{pv_1^2}{2}.$$

Отсюда, для диаметра 159 мм скорость получим 1,91 м/с, для диаметров 89 и 114 мм - 1,92 м/с (цифры могут варьироваться в зависимости от длины и вязкости жидкости).

Расход, исходя из ограничения числа Рейнольдса при ламинарном режиме:

$$Q = \frac{Re \cdot w \cdot A}{d}.$$

Для диаметра 159 мм получим ограничение расхода в 43 м³/ч (1032 м³/сут),
для диаметра 114 мм получим 37 м³/ч (888 м³/сут),
для диаметра 89 мм получим 23 м³/ч (552 м³/сут).

Вывод

Рассмотренная в статье проблема связана с проведением гидравлических расчетов при обосновании проведения капитального ремонта нефтепромысловых трубопроводов Западно-Сибирского региона. Скорость движения жидкости при данных расчетах была ограничена 1,0 м/с, как скорость движения на всасывании насосных агрегатов дожимных станций, однако в документации заводов-изготовителей насосных агрегатов данные ограничения отсутствуют. На основании расчетов можно сделать вывод, что вследствие необоснованного ограничения скорости при расчете гидравлики нефтепроводов эксплуатирующая организация ошибочно выбирает больший диаметр трубы при капитальном строительстве или ремонте участков трубопроводов. Это ведет к увеличению металлоемкости, в результате происходит удорожание объекта и строительно-монтажных работ.

Рекомендуется производить гидравлический расчет по определению диаметров трубопроводов при проведении капитального ремонта не в единой вариации по существующим параметрам, а с проведением статистического анализа по опыту безотказной работы трубопроводов при схожих характеристиках и условиях транспортировки в данном регионе.

Список литературы

1. Вирясов А.Н., Гостинин И.А., Семенова М.А. Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири // Ин-

References

1. Viryasov A.N., Gostinin I.A., Semenova M.A. Primenenie trub korrozionno-stoikogo ispolneniya dlya obespecheniya nadezhnosti neftegazotransportnykh sistem Zapadnoi Sibiri [The Usage of

женерный вестник Дона. 2013. № 1. URL: <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2013/1487> (дата обращения: 15.10.2019).

2. Гостинин И.А. Выбор труб коррозионно-стойкого исполнения для транспортировки жидкостей, добываемых из юрских отложений // Территория «Нефтегаз». 2015. № 2 (31). С. 76-78.

3. Чухарева Н.В., Миронов С.А., Тихонова Т.В. Прогнозирование аварийных ситуаций и повреждений магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 3. С. 99-107. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Chuhareva/Chuhareva_2.pdf (дата обращения: 20.11.2019).

4. Родионова И.Г., Бакланова О.Н., Филиппов Г.А. Роль неметаллических включений в ускорении процессов локальной коррозии нефтепромысловых трубопроводов и других видов металлопродукции и оборудования из углеродистых и низколегированных сталей // Коррозионно-активные неметаллические включения в углеродистых и низколегированных сталях: сб. тр. М.: Metallurgizdat, 2005. С. 7-14.

5. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 1968. 120 с.

6. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. М.: ВНИИТнефть, 1994. 170 с.

7. ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. М.: Минэнерго РФ, 2002. 57 с.

8. Сухотина А.М., Шрейдера А.В., Арчакова Ю.М. Коррозия и защита химической аппаратуры: справочное руководство. Л.: Химия, 1974. Т. 9: Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность. 576 с.

9. Методика определения характеристик трещиностойкости труб нефтегазопроводов. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988. 32 с.

10. Пышминцев И.Ю., Костицына И.В., Манаников Д.А. Влияние неметаллических включений на стойкость нефтепромысловых трубопроводов к локальной коррозии ОАО «Черметинформация» // Черная металлургия. Бюллетень научнотехнической и экономической информации. 2010. № 1. С. 55-60.

11. Подопригора А.А. Исследование коррозионного разрушения поверхностей нефтепроводов после длительной эксплуатации // Вестник Югорского государственного университета. 2011. № 4. С. 105-112.

12. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. М.: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. 221 с.

the Tubes of the Corrosion Proof Design for the Reliability Assurance of Oil and Gas Transport Systems in West Siberia]. *Inzhenery Vestnik Dona - Engineering Journal of Don*, 2013, No. 1. Available at: <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2013/1487> (accessed 15.10.2019). [in Russian].

2. Gostinin I.A. Vybora trub korrozionno-stoikogo ispolneniya dlya transportirovki zhidkostei, dobyvaemykh iz Yurskikh otlozhenii [Selection of Corrosion-Resistant Pipes for Transporting Liquids Extracted from Jurassic Deposits]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2015, No. 2 (31), pp. 76-78. [in Russian].

3. Chukhareva N.V., Mironov S.A., Tikhonova T.V. Prognozirovaniye aviariinykh situatsii i povrezhdenii magistral'nykh gazoprovodov v usloviyakh krainego severa [Prediction of Accidents and Damage to Gas Pipelines in Far North Conditions]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 3, pp. 99-107. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Chuhareva/Chuhareva_2.pdf (accessed 20.11.2019). [in Russian].

4. Rodionova I.G., Baklanova O.N., Filippov G.A. Rol' nemetallicheskih vklyuchenii v uskorenii protsessov lokal'noi korrozii neftepromyslovykh truboprovodov i drugikh vidov metalloproduksii i oborudovaniya iz uglerodistykh i nizkolegirovannykh staley [The Role of Non-Metallic Inclusions in Accelerating Local Corrosion Processes in Oil Field Pipelines and Other Types of Metal Products and Equipment Made of Carbon and Low Alloy Steels]. *Sbornik trudov «Korrozionno-aktivnye nemetallicheskie vklyucheniya v uglerodistykh i nizkolegirovannykh stalyakh»* [Proceedings «Corrosive-Active Non-Metallic Inclusions in Carbon and Low Alloy Steels»]. Moscow, Metallurgizdat Publ., 2005, pp. 7-14. [in Russian].

5. Yasin E.M., Chernikin V.I. *Ustoichivost' podzemnykh truboprovodov* [Stability of Underground Pipelines]. Moscow, Nedra Publ., 1968. 120 p. [in Russian].

6. *RD 39-132-94. Pravila po ekspluatatsii, revizii, remontu i otrakovke neftepromyslovykh truboprovodov* [RD 39-132-94. Standards for the Operation, Inspection, Repair, and Quality Control of Oil Production Pipelines]. Moscow, VNIITneft' Publ., 1994. 170 p. [in Russian].

7. *OST 153-39.4-010-2002. Metodika opredeleniya ostatochnogo resursa neftegazopromyslovykh truboprovodov i truboprovodov golovnykh sooruzhenii* [OST 153-39.4-010-2002. Methodology for Determining the Residual Life of Oil and Gas Pipelines and Pipelines of Head Structures]. Moscow, Minenergo RF Publ., 2002. 57 p. [in Russian].

8. Sukhotina A.M., Shreidera A.V., Archakova Yu.M. *Korroziya i zashchita khimicheskoi apparatury: spravochnoe rukovodstvo*. [Corrosion and Protection of Chemical Equipment: Reference Guide]. Leningrad, Khimiya Publ., 1974. *Tom 9. Neftepererabatyvayushchaya i neftekhimicheskaya promyshlennost'* [Vol. 9. Oil Refining and Petrochemical Industry]. 576 p. [in Russian].

9. *Metodika opredeleniya kharakteristik treshchinostoikosti trub neftegazoprovodov* [Methodology for Determining the Crack Resistance Characteristics of Oil and Gas Pipelines]. Ufa, VNIISPTneft' Publ., 1988. 32 p. [in Russian].

10. Pyshmintsev I.Yu., Kostitsyna I.V., Manannikov D.A. Vliyaniye nemetallicheskiy vkluycheniy na stoikost' neftepromyslovykh truboprovodov k lokal'noi korrozii [The Influence of Non-Metallic Inclusions on the Resistance of Oil Field Pipelines to Local Corrosion]. *Chernaya metallurgiya. Byulleten' nauchno-tekhnicheskoi i ekonomicheskoi informatsii - Ferrous Metallurgy. Bulletin of Scientific, Technical and Economical Information*, 2010, No. 1, pp. 55-60. [in Russian].

11. Podoprigora A.A. Issledovaniye korroziyonnogo razrusheniya poverkhnostey nefteprovodov posle dlitel'noi ekspluatatsii [The Study of Corrosion Damage to the Surfaces of Oil Pipelines after Prolonged Use]. *Vestnik Yugorskogo Gosudarstvennogo Universiteta - Yugra State University Bulletin*, 2011, No. 4, pp. 105-112. [in Russian].

12. *VNTP 3-85. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya ob'ektov sbora, transporta, podgotovki nefi, gaza i vody neftyanykh mestorozhdeniy* [VNTP 3-85. Norms of Technological Design of Facilities for the Collection, Transport, Preparation of Oil, Gas and Water of Oil Fields]. Moscow, Ministerstva neftyanoi promyshlennosti SSSR Publ., 1985. 221 p. [in Russian].

Автор

• Гостинин Игорь Александрович
ООО «Велесстрой»
Начальник отдела управления проектированием
Российская Федерация, 125047, г. Москва,
ул. 2-я Тверская-Ямская, д.10
e-mail: gostinina@velesstroy.com

The Author

• Gostinin Igor A.
Velesstroy LLC
Head of Design Management Department
10, 2nd Tverskaya-Yamskaya str., 125047, Moscow,
Russian Federation
e-mail: gostinina@velesstroy.com