

## ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МОРСКИХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

### FEATURES OF DESIGNING OF MARINE INDUSTRIAL PIPELINES IN MODERN CONDITIONS

**М. Ю. Матризаев**

**Mukhammad Yu. Matrizaev**

Драгон Ойл (Туркменистан) Лтд.,  
г. Хазар, Туркменистан

Dragon Oil (Turkmenistan) Ltd.,  
Khazar, Turkmenistan

**Н. Х. Халлыев**

**Nazar Kh. Khallyev**

Российский государственный  
университет нефти и газа  
(национальный исследовательский  
университет) имени И.М. Губкина,  
г. Москва, Российская Федерация

National University of Oil and Gas  
«Gubkin University»,  
Moscow, Russian Federation

Одной из основных причин вывода из эксплуатации подводных промысловых трубопроводов в зависимости от региона добычи в 70–75 % случаев является коррозионный износ, значит, появляется необходимость прокладки новой нитки. В таком случае экономически выгодно заложить более высокие требования к используемым при строительстве материалам, качеству производимых работ, что повлияет на увеличение срока службы трубопроводов. В остальных 30–35 % случаев вывод из эксплуатации происходит из-за выработки месторождения или группы скважин, аварии, изменения направления потока транспорта продукта, морального старения, а также изменения экономической политики, влияния различных природных условий эксплуатации морских промысловых трубопроводов, не подтверждения прогноза производительности группы новых скважин или даже неправильной эксплуатации группы скважин.

С увеличением срока службы трубопроводов появляется также возможность повторного использования бывших в эксплуатации трубопроводов и труб на новых месторождениях.

В целом, основанием для увеличения срока службы морских промысловых трубопроводов являются: экономическая целесообразность, эффективное использование большой протяженности морских промысловых трубопроводов, сокращение аварийности.

При проектировании и сооружении морских промысловых трубопроводов в современных условиях требуется учитывать принципы эффективности, долговечности и надежности системы. В дополнение к этим требованиям необходимо учесть возможность повторного использования труб, бывших в эксплуатации.

One of the main reasons for the underwater field pipelines decommissioning, depending on the production region in 70–75 % of cases, is corrosive wear, which means that there is a need to lay a new line. In this case, it is economically advantageous to impose higher requirements on the materials used in construction, the quality of work performed, which will affect the increase in the service life of pipelines. In the remaining 30–35 % of cases, decommissioning occurs due to oil field development or wells accident, a change in product flow direction, obsolescence, and economic policy change, the influence of various environmental conditions on offshore field pipelines, and no confirmation of performance new wells forecast or even improper group of wells operation.

#### Ключевые слова

морские промысловые  
трубопроводы,  
критерий проектирования,  
эффективное использование,  
продление срока службы,  
пооперационный контроль  
сооружения, ремонтно-  
восстановительные работы,  
повторное использование труб,  
бывших в эксплуатации

#### Key words

offshore field pipelines,  
design criteria, efficient use,  
service life extension,  
operational control  
of the construction,  
repair and restoration works,  
reuse of used pipes

With an increase in the service life of pipelines, it is also possible to reuse used pipelines and pipes in new fields.

In general, the basis for increasing the offshore field pipelines service life are: economic feasibility; efficient use of large length of offshore field pipelines; reduction of accidents.

In the design and construction of offshore field pipelines in modern conditions it is required to consider the efficiency principles, durability and reliability of the system. In addition to these requirements, account must be taken of the reusing used pipes possibility.

Многолетний опыт эксплуатации морских промысловых трубопроводов показал целесообразность поиска методов и средств, связанных с решением проблем продления срока эксплуатации в современных условиях.

Как показал опыт проектирования и строительства магистральных трубопроводов, построенных в 1950-х гг., с амортизационным сроком эксплуатации 33 года, эти трубопроводы находятся в эксплуатации и по сей день.

Срок службы подводных промысловых трубопроводов зависит от природных и климатических особенностей региона и составляет в среднем 25–40 лет [1].

Одной из основных причин вывода из эксплуатации подводных промысловых трубопроводов в зависимости от региона добычи в 70–75 % случаев является коррозионный износ, значит, появляется необходимость прокладки новой нитки. В таком случае экономически выгодно заложить более высокие требования к используемым при строительстве материалам, качеству производимых работ, что повлияет на увеличение срока службы трубопроводов. В остальных 30–35 % случаев вывод из эксплуатации происходит из-за выработки месторождения или группы скважин, аварии, изменения направления потока транспорта продукта, морального старения, а также изменения экономической политики, влияния различных природных условий эксплуатации морских промысловых трубопроводов, не подтверждения прогноза производительности группы новых скважин или даже неправильной эксплуатации группы скважин. Поэтому с экономической точки зрения целесообразнее проектировать трубопроводы с большим сроком службы, значит, необходимо решить научные и технические задачи, связанные с износом труб, а также разработкой методов эффективного использования действующих систем подводных промысловых трубопроводов.

Так как одним из главных факторов при добыче энергоресурсов является время экс-

плуатации систем, прибыль от добычи углеводородов, своевременной и бесперебойной транспортировки за короткий промежуток времени покрывает стоимость комплекса действующей системы трубопроводов для месторождения. Это означает, что заложенные при проектировании высокие параметры, которые приводят к удорожанию проекта, окупаются за очень короткое время и более выгодны для компании-оператора.

Некоторые международные компании-операторы, занимающиеся добычей углеводородов в акваториях, заранее закладывают в бюджет проекта затраты и прокладывают дополнительные «страховочные» нитки трубопроводов отдельно к каждому месторождению, а иногда и к группам скважин, которые почти не используются. Себестоимость дополнительных ниток трубопроводов легко окупается, так как возникает возможность бесперебойной поставки при планово-предупредительных и ремонтных работах с возможностью остановки перекачки продукта. В свою очередь, такой вид страховочной эксплуатации влияет на долговечность эксплуатируемых трубопроводов, бесперебойную поставку, снижает аварийность и спасает окружающую среду от чрезмерных загрязнений и катастроф при авариях.

С увеличением срока службы трубопроводов появляется также возможность повторного использования бывших в эксплуатации трубопроводов и труб на новых месторождениях [2].

В целом, основанием для увеличения срока службы морских промысловых трубопроводов являются:

- экономическая целесообразность;
- эффективное использование большой протяженности морских промысловых трубопроводов;
- сокращение аварийности.

При проектировании морских трубопроводов в основном используются следующие нормативы:

— ASME B31.8 глава 8 (Американское общество инженеров-механиков) [3];

— BS 8010 часть 3 (Британские стандарты) [4];

— ISO 13623 (Международная организация по стандартизации) [5];

— DNV OS-F101 (Норвержский веритас) [6];

— ВН 39-1.9-005-98 (Нормы проектирования и строительства морского газопровода) [7].

Незначительно измененный ISO 13623 был принят CEN (редактор европейских стандартов) как EN14161, подразумевающий аннулирование BS 8010, поскольку Британский институт стандартизации является членом CEN. Однако Британский институт стандартизации указал в предисловии (введении), что для более комплексного подхода к проектированию трубопроводов совместно с EN14161 следует использовать PD8010, который является обновленной версией BS8010 [8].

При проектировании трубопроводов требуется проведение анализа эксплуатационных рисков, а именно:

— состояния предельной эксплуатационной годности (СПЭГ);

— состояния критического предела (СКП);

— случайного предельного состояния (СПС).

Варианты с высокой вероятностью события должны быть рассмотрены в разделе проекта СПС. Однако в современной практике эти случаи иногда рассматриваются как ситуации случайной нагрузки, которые включаются в раздел СКП. Повторная нагрузка может также быть рассмотрена как случай СКП, хотя некоторые управляющие документы определяют особые состояния предельной усталости (СПУ).

Определение толщины стенки является одной из основных задач проектирования. Толщина стенки трубопровода определяется, исходя из следующих критериев:

— внутреннее давление в трубопроводе для мелководных, береговых и прибрежных участков газопровода, расположенных в охранной зоне;

— операции с трубами и установка;

— внутренняя коррозионная стойкость;

— давление смятия газопровода под воздействием наружного давления, растяжения и изгиба для глубоководных участков по трассе трубопровода.

Более детальный контроль учитывает допустимое заводское отклонение толщины стенки, зависящее от температуры и класса надежности.

Следующий расчет давления на герметичность является ориентировочным, т.к. принятая предел текучести стали равным 450 МПа и принимая частичный коэффициент безопасности равным 0,72 (где D может быть определен как наружный диаметр), мы находим  $f_y = 324$  МПа.

Таким образом, отношение величины диаметра к толщине стенки по отношению к давлению герметичности —  $D/t < 648/p$ .

Принимая, что проектное давление будет 100 бар = 10 МПа, находим:

$D/t < \sim 65$  для давления герметичности (100 бар).

Однако такие трубы были бы слишком тонкостенными, что требует бережного обращения при укладке. Обычно верхний предел D/t принимается равным 45 для операций с трубами (в большинстве случаев).

Однако при укладке трубы подвергаются жесткому изгибу, и для ограничения постоянных пластических деформаций от превышения предельных состояний допуски принимаются согласно DNV OS-F101 и в зависимости от размеров труб от 8"–30", согласно проектным давлениям 100 бар и 200 бар. Обкатка в валках осуществима только для труб диаметрами выше 16" и при вычисленной величине диаметра валика 15 м. Результаты всецело зависят от отношения предела текучести стали к пределу прочности на разрыв, предположительно равному 0,92, соответственно требования ниже этого могут быть приняты при проектировании.

Для трубопроводов из углеродистых сталей для транспортировки углеводородов допустимое значение коррозионной стойкости должно быть увеличено при изготовлении (обычно на 10 %), кроме транспортировки сухого природного газа и очищенных нефтепродуктов, где обычно устанавливают поправку от коррозии 3 мм плюс к требуемой толщине стенки.

Однако для сред, содержащих диоксид углерода (сладкая коррозия) или сероводород (кислая коррозия), необходимо определить годовой уровень коррозии, которая может быть снижена путем инъекции ингибитора, и вычислить коррозионную стойкость, соответствующую требуемой продолжительности

жизни трубопровода, что обычно составляет 25–30 лет.

Когда причиной вывода из эксплуатации подводных промысловых трубопроводов в основном является коррозионный износ, а не истощение месторождения, экономически выгоднее увеличивать срок службы трубопроводов путем увеличения толщины стенок.

Кроме того, желательно разработать нормативные документы по использованию различных ингибиторов для снижения опасности от внутренней коррозии и учесть их в проекте с передачей заказчику для дальнейшего использования.

Также для снижения опасности от внутренней коррозии возможно использование различных запатентованных разработок и способов покрытия внутренней поверхности трубопроводов различными полимерными или эпоксидными материалами [9–11].

Особой задачей при проектировании и строительстве является принятие мер по предупреждению разрушения изоляции и появления наружной коррозии.

Для обеспечения безопасности перекачки продукта также можно было бы обеспечивать трубу необходимой термоизоляцией, которую легко можно было бы комбинировать с наружным антикоррозионным покрытием. Для участков с глубоким заложением, где поверхность стальной трубы нуждается в защите от давления (система труба в трубе), изоляционным материалом может быть полиолефиновая пена, закачанная в кольцевой канал.

Еще один важный вопрос — это гидродинамическая устойчивость и защита морских промысловых трубопроводов. После прокладки трубопровода на дно моря он должен сохранять свою устойчивость под воздействием волн и течений. Обычно при расчете устойчивости трубы на дне моря учитываются наиболее опасные волны за 100 лет, совмещенные с наиболее опасным течением за 10 лет, или наиболее опасные волны за 10 лет, совмещенные с наиболее опасным течением за 100 лет.

При проектировании промысловых трубопроводов учитывают силу сопротивления погруженного в жидкость тела  $W_s$  и соответствующую морскому дну силу трения  $R_n$ . Для запаса прочности по плавучести минимально требуемый удельный вес (УВ) равен 1,1; и этого достаточно для глубоководных трубопроводов, где комбинация тихих вод и боль-

шой толщины стенки защищает от гидростатического давления. Обычно величина УВ, требуемая для боковой стабильности, равна 1,4. В прибрежных областях с высоким действием волн значение требуемого УВ может быть увеличено до 1,6 и выше. Самый распространенный способ обеспечения отрицательной плавучести трубопровода заключается в применении обетонированных труб.

В акваториях, где осуществляется рыболовство, трубопроводы маленьких и средних размеров должны быть защищены от повреждений механизмами трала (воздействия якорей и крюков) с помощью углубления в морское дно и/или искусственного покрытия (каменный демпинг). Каменный демпинг или другое вмешательство в морское дно могут также быть необходимы после выравнивания профиля трубопровода, для предотвращения давления в зоне контакта или при излишних свободных пролетах. В частности, амплитуды вынужденных колебаний должны быть исследованы для участков со свободными пролетами, которые могут привести к усталостному разрушению.

После укладки трубопровода и пуска в эксплуатацию увеличение внутреннего давления и температуры даст начало сжимающим силам в секциях трубопровода, которые ограничены трением морского дна. Осевое сжатие трубопровода может привести к вертикальной неустойчивости, приводя к отрыву трубы от морского дна, т.е. выпучивание предотвращается с помощью определения соответствующего сопротивления вертикальным деформациям, обусловленного весом трубы и почвы.

Увеличение срока службы подводных промысловых трубопроводов возможно при своевременном производстве планово-предупредительных и ремонтно-восстановительных работ в процессе эксплуатации. Это может быть достигнуто путем увеличения фланцевых соединений для мелководий, т.е. проектирования плетей трубопроводов точного определенного размера согласно расчетам, с фланцами по обе стороны, и хранения в запасе при идеальных складских условиях запасной плети труб такого же размера для своевременной замены. Появляется также возможность гидроиспытания отдельных плетей, что также увеличивает вероятность выявления брака.

Для увеличения срока надежной и безопасной эксплуатации на 50–60 лет следует учитывать и морфологию берегов при проектиро-

вании. На примере Каспийского моря, обилие перерывов и следов размыва в разрезе четвертичных отложений, а также деформированность морских террас побережья свидетельствуют о высокой новейшей тектонической активности юго-восточной складки. Установлено, что амплитуда деформации уровня береговой линии максимальной стадии новокаспийской трансгрессии достигает 7,4 м (-12,6 абс.), а средняя скорость тектонического воздымания превышает 1 мм/год [12].

На продолжительность жизнедеятельности подводных промысловых трубопроводов может повлиять и такой фактор, как влияние бетонной оболочки на напряженное состояние сварных стыков [13]. Эта проблема является важной как при строительстве, так и при подъеме трубопровода с морского дна.

Для обеспечения устойчивости положения подводного трубопровода в последнее время применяются обетонированные трубы, позволяющие добиться отрицательной плавучести трубопровода при любом режиме эксплуатации. После монтажа трубопровода зоны стыков заполняются изолирующим составом и покрываются защитной пленкой.

При строительстве современных морских трубопроводов целесообразно введение операционного контроля качества строительства и используемых материалов [14]. Такой способ контроля качества является необходимостью, т. к. любое упущение в ходе строительства может обернуться для заказчика большими потерями продукта в будущем.

В повышении управления качеством строительных работ заинтересованы как производитель, так и потребитель. В современных условиях успешная реализация качественного продукта потребителю является главным источником существования любого предприятия.

Поэтому в некоторых стандартах, таких как ISO 13623 (Международная организация по стандартизации), DNV OS-F101 (Норвежский веритас), оговаривается, что Система Качества Строительства должна соответствовать стандартным требованиям, указанным в ISO 9000-1 (Quality management and quality assurance standards; «Управление качеством и гарантии качества») и ISO 9002, а вот в ВН 39-1.9-005-98 ISO 9000 находится в списке использованной при разработке документа литературы [15–17].

В вышеуказанных нормативных документах, в которых упоминается ISO 9000, под-

робно изложены те или иные нормы, приведены формулы подсчетов, методы, критерии входного контроля тестирования и т.д. для достижения соответствия требованиям потребителя и улучшения качества строительства. Подробно описано то, каким образом необходимо управлять качеством, планирование и виды необходимых документов.

Отрицательным фактором является то, что постоянно необходимо совмещать все эти требования в одно целое для создания необходимой документации для инспектирования. Если совместить все эти нормы в одно целое, то можно получить образцы документов в форме готовых таблиц, в которых уже заранее указаны все допустимые пределы с необходимой последовательностью инспектирования, и остается только лишь сверять полученные результаты с требуемыми.

### **Вывод**

В настоящее время для обеспечения требуемого уровня качества строительства подводных трубопроводов основной упор делается на интенсификацию и совершенствование методов контроля, то есть на выявление отклонений от требований нормативных документов и устранение выявленных дефектов, а не их предупреждение, что ведет к увеличению непроизводительных затрат. С другой стороны, развитие систем менеджмента качества предприятий происходит без анализа причин и механизма развития дефектов, а также возможностей различных методов их выявления. В этих условиях логичным решением задачи повышения безотказности промысловых трубопроводов является комплексный подход к управлению качеством в трубопроводном строительстве, который охватывал бы все аспекты его формирования. Успех может быть достигнут в результате внедрения и поддержания в рабочем состоянии системы менеджмента качества, разработанной для постоянного улучшения деятельности с учетом потребностей всех заинтересованных сторон. Основную роль в этом играет ведение правильной и последовательной документации. Документация дает возможность передать смысл и последовательность действий.

Это влечет за собой подготовку большого количества документов, а также необходимость дополнительных проверок (аудита) и увеличение соответствующих затрат. Для этого требуется разработка и внедрение специальных автоматизированных систем

(программного обеспечения) для данного отдельного проекта, которые отображали бы суть системы контроля качества производимых работ.

В современных условиях возникает острая необходимость оптимизации управленческих и производственных процессов за счет экономически выгодных организационно-технологических, социально-экономических, инженерно-психологических, мотивационных и других факторов [18].

Хотя морские технологии строительства трубопроводов хорошо отработаны, для обеспечения их надёжной и эффективной эксплуатации в будущем необходимо максимально оптимизировать технологический процесс строительства, т.е. разработать «поточный метод производства строительного-монтажных работ» для будущего проекта.

В настоящее время отмечается интенсивная трансформация моделей управления и организационных структур на базе новых техно-

логий и информационно-компьютерных систем [18]. Для достижения наибольшей эффективности производства строительного-монтажных работ, экономии времени и затрат, комплексной механизации, организации производства, повышения качества производимых работ, темпов работ необходимо разрабатывать типовые технологические схемы на основе новых технологий и информационно-компьютерных систем [19]. Для успешной реализации проекта необходимо также учитывать организацию деятельности участвующих в строительстве вспомогательных и обслуживающих предприятий и организацию технической подготовки производства по выпуску изделий и некоторых материалов, необходимых для реализации проекта. Кроме того, сегодня разработана технология и организация производства ремонтно-восстановительных работ на промысловых морских трубопроводах, бывших в эксплуатации.

#### СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Матризаев М.Ю. Методология рационального использования морских промысловых трубопроводов, бывших в эксплуатации. М., 2017. 136 с.
2. Матризаев М.Ю. Об эффективности ремонтно-восстановительных работ подводных промысловых трубопроводов, бывших в эксплуатации // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 3. С. 96–99.
3. ASME B 31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems. USA, 2004.
4. BS 8010-3. Code of Practice for Pipelines. Pipelines Subsea: Design, Construction and Installation. British Standards Institution (BSI), 1993.
5. ISO 13623:2009. Petroleum and Natural Gas Industries-Pipeline Transportation Systems. 2009.
6. DNV OS-F101-2000. Submarine Pipeline Systems. Det Norske Veritas AS, 2013.
7. ВН 39-1.9-005-98. Нормы проектирования и строительства морского газопровода. М., 1998.
8. Mikael W. Braestrup. Marine Pipeline Technology // Structural Engineering International. 2006. № 3.
9. Пат. 2328651 РФ. Противокоррозионной защиты сварного соединения труб с внутренним защитным покрытием / Протасов В.Н., Протасова Е.В. Заявлено 12.03.2007; Опубл. 10.07.2008.
10. Пат. 2248496 РФ. Способ защиты внутренней поверхности трубопровода / Крыжановский В.К., Бурлов В.В., Паниматченко А.Д. Заявлено 20.06.2003; Опубл. 20.03.2005.
11. Пат. 2141072 РФ. Способ покрытия внутренней поверхности трубопровода / Дрейцер В.И., Загорский В.А., Плешков Л.В. Заявлено 10.21.1997; Опубл. 10.11.1999.
12. Курбанов Р.Н. Морфология и история развития юго-восточного побережья Каспийского моря в позднем

плейстоцене и голоцене: автореф. ... канд. географ. наук. М., 2014.

13. Матризаев М.Ю. Влияние бетонной оболочки на напряженное состояние сварных стыков подводных промысловых трубопроводов // Современные проблемы сварочного производства: XXVI науч.-техн. конф. сварщиков Урала и Сибири. Челябинск: ЮУрГУ, 2016.

14. Матризаев М.Ю. Управление качеством строительного-монтажных работ при строительстве морских трубопроводов на мелководье // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 3 (101). С. 135–139.

15. ISO 13623:2009. Petroleum and Natural Gas Industries-Pipeline Transportation Systems.

16. ГОСТ Р ИСО 9000-2001. Системы менеджмента качества. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200015260> (дата обращения 05.02.2019)

17. ISO 9002. Model for Quality Assurance in Production Installation and Servicing. 1994.

18. Дятлов В.А. Управление и организация производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов. М., 2018. 668 с.

19. Матризаев М.Ю. Методология повышения эффективности производства ремонтно-строительных работ подводных промысловых трубопроводов, бывших в эксплуатации // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 2 (104). С. 74–83.

#### REFERENCES

1. Matrizaev M.Yu. *Metodologiya ratsional'nogo ispol'zovaniya morskikh promyslovykh truboprovodov, byvshikh v ekspluatatsii* [Methodology for the Rational Use of Offshore Field Pipelines in Operation]. Moscow, 2017. 136 p. [in Russian].

2. Matrizaev M.Yu. Ob effektivnosti remontno-vosstanovitel'nykh rabot podvodnykh promyslovykh truboprovodov, byvshikh v ekspluatatsii [About Repair-and-Renewal Operations of the Used Underwater Field Pipelines]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 14, No. 3, pp. 96–99. [in Russian].
3. *ASME B 31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems*. USA, 2004.
4. *BS 8010-3. Code of Practice for Pipelines*. Pipelines Subsea: Design, Construction and Installation. British Standards Institution (BSI), 1993.
5. *ISO 13623:2009. Petroleum and Natural Gas Industries-Pipeline Transportation Systems*. 2009.
6. *DNV OS-F101-2000. Submarine Pipeline Systems*. Det Norske Veritas AS, 2013.
7. *VN 39-1.9-005-98. Normy proektirovaniya i stroitel'stva morskogo gazoprovoda* [Norms of Design and Construction of the Offshore Gas Pipeline]. Moscow, 1998. [in Russian].
8. Mikael W. Braestrup. *Marine Pipeline Technology. Structural Engineering International*, 2006, № 3.
9. Protasov V.N., Protasova E.V. *Protivokorroziionnoi zashchity svarnogo soedineniya trub s vnutrennim zashchitnym pokrytiem* [Anti-Corrosion Protection of Welded Pipe Joints with Internal Protective Coating]. Patent RF, No. 2328651, 2008. [in Russian].
10. Kryzhanovskii V.K., Burlov V.V., Panimatchenko A.D. *Sposob zashchity vnutrennei poverkhnosti truboprovoda* [Method of Protecting Internal Surface of Pipeline]. Patent RF, No. 2248496, 2005. [in Russian].
11. Dreitser V.I., Zagorskii V.A., Pleshkov L.V. *Sposob pokrytiya vnutrennei poverkhnosti truboprovoda* [Method of Coating the Inner Surface of the Pipeline]. Patent RF, No. 2141072, 1999. [in Russian].
12. Kurbanov R.N. *Morfologiya i istoriya razvitiya yugo-vostochnogo poberezh'ya Kaspiiskogo morya v pozdnem pleistotsene i golotsene: avtoref. ... kand. geograf. nauk.* [Morphology and History of Development of the South-East Coast of the Caspian Sea in the Late Pleistocene and Holocene: Cand. Geogr. Sci. Avtoref.]. Moscow, 2014. [in Russian].
13. Matrizaev M.Yu. Vliyanie betonnoi obolochki na napryazhennoe sostoyanie svarnykh stykov podvodnykh promyslovykh truboprovodov [The Influence of Concrete Encasement on the Stressed State of Welded Joints of Submarine Pipelines]. *XXVI nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya svarshchikov Urala i Sibiri «Sovremennye problemy svarchnogo proizvodstva»* [XXVI Scientific and Technical Conference of Welders of the Urals and Siberia «Modern Problems of Welding Production»]. Chelyabinsk, South Ural State University, 2016. [in Russian].
14. Matrizaev M.Yu. Upravlenie kachestvom stroitel'no-montazhnykh rabot pri stroitel'stve morskikh truboprovodov na melkovod'e [Quality Management of Construction and Installation Works in the Construction of Offshore Pipelines in Shallow Water]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2015, Issue 3 (101), pp. 135–139. [in Russian].
15. *ISO 13623:2009. Petroleum and Natural Gas Industries-Pipeline Transportation Systems*.
16. *GOST R ISO 9000-2001. Sistemy menedzhmenta kachestva* [Quality Management Systems]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200015260> (accessed 05.02.2019) [in Russian].
17. *ISO 9002. Model for Quality Assurance in Production Installation and Servicing*. 1994.
18. Dyatlov V.A. *Upravlenie i organizatsiya proizvodstva kapital'nogo remonta lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov* [Management and Organization of Production of Overhaul of the Linear Part of the Main Gas Pipelines]. Moscow, 2018. 668 p. [in Russian].
19. Matrizaev M.Yu. Metodologiya povysheniya effektivnosti proizvodstva remontno-stroitel'nykh rabot podvodnykh promyslovykh truboprovodov, byvshikh v ekspluatatsii [Methodology of Improving Efficiency of Construction and Repair Works on Underwater Field Pipelines That Were in Operation]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 2 (104), pp. 74–83. [in Russian].

#### СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

**Матризаев Мухаммад Юсупбаевич**, инженер проектного отдела, Драгон Ойл (Туркменистан) Лтд., г. Хазар, Туркменистан

**Mukhammad Yu. Matrizaev**, Engineer of Design Department, Dragon Oil Construction Ltd, Khazar, Turkmenistan  
e-mail: matrezo@mail.ru

**Халлыев Назар Халлыевич**, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры термодинамики и тепловых двигателей, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

**Nazar Kh. Khallyev**, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Thermodynamics and Heat Engines Department, National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation  
e-mail: nazarhalyev@gmail.com