



ВНИПИгаздобыча



Заочная  
научная конференция  
молодых ученых  
и специалистов  
предприятий газовой  
промышленности  
и учебных заведений  
Саратовской области

## «Новые технологии в газовой промышленности»

## СБОРНИК СТАТЕЙ



Чебоксары 2016

ПАО «ВНИПИгаздобыча»

## **Новые технологии в газовой промышленности**

Сборник статей  
заочной научной конференции молодых ученых  
и специалистов предприятий газовой промышленности  
и учебных заведений Саратовской области

Саратов – Чебоксары  
2016

УДК 621.6+55  
ББК 65.305.14  
H76

**Редакционная**

**коллегия:** **Вагарин Владимир Анатольевич** – первый заместитель генерального директора ПАО «ВНИПИгаздобыча», канд. физ.-мат. наук

**Иванов Сергей Александрович** – заместитель главного инженера по перспективному развитию – начальник управления предпроектных разработок ПАО «ВНИПИгаздобыча»

**Вааз Сергей Леонидович** – начальник отдела предпроектных разработок ПАО «ВНИПИгаздобыча», канд. техн. наук

**Бочаров Михаил Евгеньевич** – главный специалист отдела перспективного развития ПАО «ВНИПИгаздобыча», канд. техн. наук

**Рецензионная**

**комиссия:** **Бочаров Михаил Евгеньевич** – главный специалист отдела перспективного развития ПАО «ВНИПИгаздобыча», канд. техн. наук

**Ларин Евгений Александрович** – профессор СГТУ им. Ю.А. Гагарина, д-р техн. наук

**Первушов Евгений Михайлович** – профессор СНИГУ им. Н.Г. Чернышевского, д-р геол.-минерал. наук

**Сёмочкин Владимир Сергеевич** – инженер ООО Завод «Газпроммаш», канд. техн. наук

**ISBN 978-5-9909609-3-0**

**H76 Новые технологии в газовой промышленности** : статьи заочной научной конференции молодых ученых и специалистов предприятий газовой промышленности и учебных заведений Саратовской области (Саратов, 21 декабря 2016 г.) / редкол.: В. А. Вагарин, С. А. Иванов, С. Л. Вааз, М. Е. Бочаров. – Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2016. – 176 с.

**ISBN 978-5-9909609-3-0**

УДК 621.6+55

ББК 65.305.14

© ПАО «ВНИПИгаздобыча»

© Центр научного сотрудничества  
«Интерактив плюс», 2016

## **Уважаемые друзья!**

Развитие ПАО «ВНИПИгаздобыча», способность института адаптироваться к изменяющимся конкурентным условиям и ускоряющимся темпам производства, неразрывно связаны с привлечением к работе над проектами молодых профессионалов. Для содействия молодым специалистам в адаптации к условиям работы в институте, профессиональном росте, овладении в совершенстве своей специальностью, а также в формировании у молодых работников корпоративных ценностей, чувства единства личных интересов с интересами предприятия в ПАО «ВНИПИгаздобыча» с 2000 года действует Совет молодых специалистов.

Заочная конференция «Новые технологии в газовой промышленности» 2016 года организована по инициативе Совета молодых специалистов при поддержке первого заместителя генерального директора ПАО «ВНИПИгаздобыча» кандидата физико-математических наук Вагарина Владимира Анатольевича и главного инженера Бурданова Алексея Евгеньевича.

Целями проведения конференции стали обмен накопленным опытом между молодыми специалистами и привлечение молодых специалистов к активной научной и проектной деятельности с использованием новейших разработок и подходов в проектировании. Перспективы геологических изысканий, обустройство газовых месторождений, подготовка и транспортировка газа в современных условиях это комплекс сложных вопросов, на разрешение которых должны быть направлены силы молодых ученых, и именно это позволило сформировать настоящий сборник.

В обсуждении отраслевых проблем приняли участие молодые сотрудники (не старше 35 лет) ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпроммаш», ФГБОУ «Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского», ФГБОУ «Саратовский государственный технический университет им. Ю.А. Гагарина».

**Председатель Совета молодых специалистов  
ПАО «ВНИПИгаздобыча»  
Е.С. Матвеева**

## ГЕРОИЧЕСКАЯ ПРЕДЫСТОРИЯ – ОСНОВА БУДУЩИХ ДОСТИЖЕНИЙ.

В середине 30-х годов в правобережной части Нижнего Поволжья были предприняты изыскания, структурная и геологическая съемка по поиску и обоснованию выделения ловушек углеводородного сырья. Таким образом, работы по поиску нефтегазовых месторождений в Волго-Уральском регионе, инициированные академиком И.М. Губкиным и приведшие к открытию нефтегазоносной провинции «второго Баку», распространились на территории Саратовской и Волгоградской областей. К началу 40-х годов эти работы привели к открытию ряда месторождений углеводородов.

Осенью 1941 года близ села Елшанка, на северо-западной окраине г. Саратова открыто первое в Саратовском Поволжье газовое месторождение. Полевые исследования и камеральная обработка материала проводились в тесном взаимодействии сотрудников Саратовского госуниверситета и ряда производственных организаций. За открытие крупного, по тем временам, Елшанского газового месторождения, профессор Б.А. Можаровский, заведующий кафедрой исторической геологии и палеонтологии университета, и его ученик, выпускник геологического факультета И.И. Енгуразов, в 1946 году были удостоены почётного звания лауреатов Сталинской премии I степени. Первый газовый фонтан стал предвестником последовавших открытий многих месторождений нефти и газа на территории Саратовской и соседних областей. Открытие и ввод в эксплуатацию Елшанского газового месторождения впоследствии сопровождались строительством первого магистрального в стране газопровода Саратов – Москва, которое велось в тяжёлых условиях военного времени.

Открытие саратовского газа явилось фундаментальным событием в поиске и разведке месторождений углеводородов на юго-востоке Русской плиты. После открытия Елшанского месторождения в Саратове активно обсуждались с приглашёнными специалистами вопросы использования горючих газов в технике и быту. Во второй половине 40-х и в 50-х годах продолжилась эпоха активного поиска положительных структур, чтобы открыть многие известные сегодня нефтяные и газовые месторождения на территории правобережного Поволжья. На некоторое время Саратов стал неофициальной «газовой столицей» страны.

Для выполнения проектных работ по обустройству нефтяных и газовых месторождений Саратовской и Ставропольской областей на основании приказа Министра нефтяной промышленности СССР №482 от 27 ноября 1948 года в Саратове была организована постоянно действующая Нижне-Волжская экспедиция куйбышевского института «Гипровостокнефть», впоследствии ставшая ПАО «ВНИПИГаздобыча». Сегодня публичное акционерное общество «ВНИПИГаздобыча» – один из ведущих проектно-изыскательских институтов нефтегазового комплекса России. ПАО «ВНИПИГаздобыча» специализируется на разработке проектной документации для обустройства углеводородных месторождений, строительства объектов добычи, хранения, транспортировки и переработки газа; сотрудники института осуществляют авторский надзор над запроектированными объектами на различных этапах их жизненного цикла.

Институт имеет богатый опыт проектирования газодобывающих объектов во многих геолого-климатических регионах России, а также странах ближнего и дальнего зарубежья. ПАО «ВНИПИГаздобыча» является автором проектов обустройства ключевых для отечественной газовой индустрии месторождений – Уренгойского, Заполярного, Песцовского, Юбилейного, Бованенковского, Киринского.

В настоящее время ПАО «ВНИПИГаздобыча», являясь дочерним акционерным обществом ПАО «Газпром», более 90% объемов работ института выполняет по заказам ПАО «Газпром», обеспечивая проектной документацией значительную часть вводимых в строй объектов добычи газа и углеводородного сырья.

Специалисты ПАО «ВНИПИГаздобыча» всегда принимали активное участие в осуществляющейся в Саратове научно-исследовательской, научно-производственной и научно-проектной деятельности, так или иначе связанной с поиском и разведкой залежей углеводородного сырья, его добычей, транспортировкой и переработкой. Во второй половине XX столетия в городе заметно расширился спектр специализаций производственных организаций, занимающихся разработкой геофизических приборов и устройств, нефтяным и газовым оборудованием месторождений и транспортных коммуникаций нефти и газа, проектированием транспортных коридоров и созданием моделей ловушек нефти и газа и т.д.

Сотрудники геологических научно-исследовательских, учебных и профильных производственных организаций, помимо выполнения общих заданий и проектов, проводили подготовку мо-

лодых кадров для нефтяной и газовой отрасли. В частности, это выражалось в проведении научно-практических конференций вузовского и регионального уровня. Относительно регулярно подобные конференции, с большим или меньшим участием сторонних организаций со всего бывшего Союза, проводил и старается сохранить эту традицию, геологический факультет Саратовского госуниверситета. На рубеже двадцатого и двадцать первого столетий региональные профессионально ориентированные конференции проходили под эгидой Нижневолжского института геологии и геофизики (НВ НИИГГ), секции которых объединяли доклады молодых и начинающих исследователей вузовского и производственного профиля.

Большой вклад в поддержку и развитие существовавшей прежде традиции ежегодных научных (научно-практических) конференций молодых сотрудников, магистрантов и аспирантов, работающих и составляющих перспективный кадровый резерв многих профильных организаций г. Саратова, сегодня вносит и ПАО «ВНИПИГаздобыча». В институте действует Совет молодых специалистов (СМС), одной из задач которого является содействие молодым специалистам в развитии не только практических навыков работы, но и научно-исследовательской деятельности, направленной на повышение производительности труда и выработку инновационных решений в профильной области. С этой целью СМС обеспечивает участие молодежи в международных и региональных научно-практических конференциях, семинарах и тренингах, а также проводит собственные мероприятия. По инициативе СМС института в ПАО «ВНИПИГаздобыча» и была организована и проведена заочная конференция «Новые технологии в газовой промышленности», итогом которой стал выход данного сборника.

В этом сборнике представлены результаты изысканий молодых исследователей, как студентов, магистрантов и аспирантов высших учебных заведений, так и специалистов предприятий газовой промышленности, обучающихся и работающих на территории Саратовской области. Материалы сборника структурированы в соответствии с направлениями деятельности секций конференции, что в значительной мере отражает существующие направления исследований в сфере газовой промышленности. В трех разделах сборника представлено 29 публикаций, многие из них представлены в соавторстве с научными руководителями и при коллективном участии начинающих исследователей.

Первый раздел сборника – «Разработка месторождений и прикладная геология» составляют многочисленные материалы работ преимущественно начинающих исследователей, порой изложенные в тезисной форме. Публикации раздела отличаются разносторонностью аспектов исследований, с которыми связана деятельность авторов публикаций. Это вопросы стратиграфии мела Поволжья, особенности распределения минералов в галогенной толще пермского возраста (Прикаспий), варианты интерпретаций данных геофизических исследований скважин, петромагнитные исследования в пределах перспективных ловушек углеводородов и подземных хранилищ газа. Хорошо структурирована и насыщена фактическим материалом публикация, посвященная вопросам временного подземного хранения гелия, где представлены и рекомендации по созданию и эксплуатации подземного хранилища гелийсодержащего газа.

Во втором разделе сборника – «Обустройство объектов добычи, транспортировки и переработки газа» изложены результаты практических изысканий в сфере технологий транспортировки газа, обустройства инженерно-технологического оборудования в пределах сложных геокриологических условий, совершенствования методик поиска месторождений углеводородов и эксплуатации подземных хранилищ газа, изучения керна нефтегазопоисковых скважин. Публикации подготовлены на основе полевых и натурных изысканий на территории Поволжья и Западной Сибири.

Третий раздел сборника – «Управление и организация производства» посвящен рассмотрению важных производственно-технологических вопросов первичной подготовки сырья, его транспортировки и обустройству как газоперекачивающих станций и собственно месторождений и подземных хранилищ углеводородного сырья. Представленные здесь публикации более объемны, во многих раскрыта суть рассматриваемых вопросов как за счет подробного изложения довольно сложного материала, так и за счет графических приложений. Публикации раскрывают подходы к решению практических задач, основанных на экспериментальных разработках и опыте применения тех или иных технологий и устройств. Материалы представленных в этом разделе работ актуальны для применения в разных сферах газовой промышленности: сохранения благоприятной экологической среды при утилизации отходов, проектировании промышленных установок полезных компонентов природного газа и т.д. Часть публикаций посвящены решению управленческих вопросов на основе использования ин-

формационных и ГИС-технологий, компьютерного моделирования, разработки виртуальных моделей для конкретных объектов и производственных ситуаций. Это несколько обособленное направление в производственной сфере газового хозяйства России, которое занимает все больше материальных, финансовых и программно-технологических ресурсов с целью обеспечения информированности для подразделений отрасли, сопровождения проектных и поисково-разведочных работ, мониторинговых изысканий. Поэтому выделение отдельной секции конференции, посвященной рассмотрению именно этих вопросов целесообразно и актуально.

Выражаем благодарность руководству и сотрудникам ПАО «ВНИПИгаздобыча» (г. Саратов), предпринявшим усилия по организации и проведению заочной конференции молодых ученых и специалистов предприятий газовой промышленности и учебных заведений Саратовской области «Новые технологии в газовой промышленности», способствовавших подготовке и публикации сборника материалов. Тем самым поддержана хорошая традиция апробации достижений молодых и начинающих специалистов, которые получают необходимый опыт анализа изучаемых объектов и процессов, представления своих материалов в кругу специалистов.

Д-р геол.-минерал. наук, профессор,  
заведующий кафедрой исторической  
геологии и палеонтологии  
ФГБОУ ВО «Саратовский национальный  
исследовательский государственный  
университет имени Н.Г. Чернышевского»,  
Е.М. Первушов

Канд. техн. наук, главный специалист  
отдела перспективного развития  
ПАО «ВНИПИгаздобыча»  
М.Е. Бочаров

# РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 622.692.24

*Скрябина Анастасия Сергеевна*  
инженер отдела геологии  
и разработки месторождений  
ПАО «ВНИПИгаздобыча»  
г. Саратов, Саратовская область

## АКТУАЛЬНОСТЬ ВОПРОСА ВРЕМЕННОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГЕЛИЯ

*Аннотация:* одной из актуальных задач, требующих решения при реализации положений Восточной газовой программы ПАО «Газпром», является организация подземного хранения гелия, полученного из продукции месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока. В работе перечислены перспективные для создания подземного хранилища гелия объекты и рассмотрен опыт проектирования подземного хранилища гелиевого концентрата в одном из объектов.

*Ключевые слова:* гелий, гелиевый концентрат, пермеат, гелийсодержащий газ, подземное хранение гелия, временное хранение гелия, оперативное хранение гелия, пласт-коллектор, Чаяндинское НГКМ, Ковыктинское НГКМ.

Необходимость организации подземного хранения гелийсодержащего газа в больших объемах определяется разработкой месторождений природного гелийсодержащего газа и соблюдением положений Восточной газовой программы (ВГП) ПАО «Газпром». В ближайшее время ожидается ввод в промышленную эксплуатацию уникальных по запасам природного газа и гелия и высококачественных по содержанию гелия месторождений Якутского и Иркутского центров газодобычи – Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ (таблица 1) [6; 13].

Более чем полувековым опытом эксплуатации подземного хранилища гелиевого концентрата (гелийсодержащий газ, 70% гелия) (ПХГК) в пласте-коллекторе месторождения Клиффсайд обладают американские специалисты [14–16]. Miles D. Tade, C. Kenneth Eilerts, Charles Weinstein сообщают о более быстром продвижении гелия из области нагнетательных скважин к скважинам, добывающим пластовый газ, по сравнению с прогнозом. В 2003 году Charles Weinstein и др. выполнили проектирование режимов работы скважин при закрытии ПХГК Клиффсайд. В частности, исследовалась возможность отбора максимального объема ГК в установленные сроки. При адаптации трехмерной гидродинамической модели была установлена причина быстрой инфильтрации скважин ГК – наличие высокопро-

## Новые технологии в газовой промышленности

нициаемых каналов между скважинами, нагнетающими ГК, и скважинами, отбирающими пластовый газ.

Таблица 1  
Запасы гелия месторождений Восточной Сибири

| Месторождение              | Запасы гелия, млн м <sup>3</sup> | Содержание гелия, об. % | Категория по масштабам запасов гелия | Категория по качеству сырья |
|----------------------------|----------------------------------|-------------------------|--------------------------------------|-----------------------------|
| Собинское НГКМ             | 907                              | 0,57                    | Уникальное                           | Весьма богатое              |
| Дулисъминское НГКМ         | 205                              | 0,16                    | Уникальное                           | Богатое                     |
| Ковыктинское ГКМ           | 5062                             | 0,26–0,28               | Уникальное                           | Богатое                     |
| Верхневилючанско- ское НГМ | 280                              | 0,13–0,17               | Уникальное                           | Рядовое-Богатое             |
| Тас-Юряхское НГКМ          | 459                              | 0,38                    | Уникальное                           | Богатое                     |
| Среднеботуобинское НГКМ    | 664                              | 0,2–0,67                | Уникальное                           | Богатое – Весьма богатое    |
| Чаяндинское НГКМ (ГШ)      | 1400                             | 0,43                    | Уникальное                           | Богатое                     |
| Чаяндинское НГКМ (СВ)      | 5790                             | 0,65                    | Уникальное                           | Весьма богатое              |

США продолжают сохранять лидирующие позиции на мировом рынке гелия, несмотря на некоторое снижение объемов экспортного гелия в связи с решением о приватизации Федерального гелиевого резерва. Таким образом, на фоне сокращения поставок из ПХГК Клиффсайд, в перспективе Россия может занять ведущие позиции на мировом рынке гелия [4]. На текущем этапе встает вопрос о долгосрочном хранении больших объемов гелия. Для этого целесообразно применить технологии подземного хранения природного газа. Подобный опыт есть не только у США, но и у России. Это ПХГК в подземных выработках каменной соли, созданное близ г. Оренбург [11]. Однако по удельной стоимости хранения 1 м<sup>3</sup> гелийсодержащего газа и длительности создания хранилища их характеристики хуже, чем у ПХГ в пористых структурах. Тем не менее, ПХГ в солях способны обеспечить высокие темпы отбора и закачки и, в основном, эксплуатируются в пиковом режиме [2; 11]. Помимо этого, на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири нет подготовленных пористых структур для создания ПХГ [1]. ВГП предлагает создание двух подземных хранилищ гелийсодержащего газа. Рассматриваются три возможных способа подземного хранения ГК [9]:

1. Соляные каверны.
2. Малые истощенные газовые месторождения.

## 3. Участок или залежь разрабатываемого месторождения.

В ряде источников приводились различные перспективные объекты хранения (таблица 2) [1; 2; 10]. Рассматривалась возможность создания ПХГК в блоках Чаяндинского НГКМ: Южный II и Саманчакитский. Однако эти объекты были исключены из группы перспективных после проведения ГРР.

Таблица 2

## Перспективные объекты для подземного хранения гелия

| Тип   | Название   |
|---|--|
| Структура   | Подувальинская   |
|   | Анфиногеновская  |
|   | Дубовская  |
|   | Радостная  |
|   | Солонийская  |
|   | Усть-Солонийская   |
|   | Западно-Аднананская  |
|   | Эльгинская   |
| Месторождение углеводородов                       | Хотого-Мурбайское ГМ   |
|   | Отраднинское ГМ  |
|   | Бескоряжское ГМ  |
|   | Атовское НГКМ  |
|   | Собиновское НГКМ   |
|   | Абакансское ГМ   |
|   | Берямбинское ГКМ   |
|   | Агалеевское ГМ   |
|   | Имбинское ГМ   |
|   | Аднанансское ГМ  |
| Участок или залежь разрабатываемого месторождения | участок хамакинского горизонта в центральной части Чаяндинского НГКМ |
|   | блок II талахского горизонта Тас-Юряхского НГКМ                      |

Особенности создания и эксплуатации подземного хранилища гелийсодержащего газа определяются уникальными свойствами гелия (малой плотностью и высокой подвижностью), что делает вопрос герметичности подземного хранилища гелийсодержащего газа как горно-технического сооружения крайне важным. Возрастает необходимость учета геодинамических и геомеханических процессов, сопровождающих процессы бурения, создания и циклической эксплуатации хранилища [3; 7]. В соответствии со СНИП 34-02-99 и на основе опыта подземного хранения ГК в пласте-коллекторе были составлены требования к характеристикам перспективного объекта хранения, включающие наличие надфлюидоупором продуктивного пласта с промышленными запасами

## Новые технологии в газовой промышленности

ми газа, мощность перекрывающего перспективный объект хранения флюидоупора порядка 100 м и требования к фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) пласта-коллектора [5]. Также благоприятным фактором при выборе объекта для создания подземного хранилища гелийсодержащего газа является наличие гелия в составе пластового газа, т.к. это свидетельствует о высокой экранирующей способности флюидоупора [1; 2; 10].

В 2014 году ПАО «ВНИПИГаздобыча» выполнило работы по исследованию возможности создания ПХГК (содержание гелия порядка 60%) в Аднанском ГМ. Сыревой базой проекта является гелий Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ.

Месторождение находится на территории Верхнебуреинского района Хабаровского края. В 13 км восточнее находится железнодорожная станция Аднан. На Аднанском ГМ в ходе бурения скважины №1 А выявлено три пластовых тектонически экранированных газонасыщенных залежи (таблица 3). С северо-запада месторождение ограничено тектоническим нарушением надвигового типа с максимальной амплитудой в пределах свода структуры. Состав пластового газа преимущественно метановый, содержание азота 8,42%. При исследовании проб наличие гелия и сероводорода не определялось.

Таблица 3  
Основные параметры продуктивных горизонтов  
Аднанского ГМ [15]

| Продуктивный пласт | Глубина залегания, м | $P_{\text{пл.}}$ , МПа | $T_{\text{пл.}}$ , $^{\circ}\text{C}$ | ГВК, м (а.о.) | $C_1+C_2$ , млн $\text{м}^3$ |
|--------------------|----------------------|------------------------|---------------------------------------|---------------|------------------------------|
| I                  | 350,4                | 4,7                    | 14,5                                  | -215,2        | 271                          |
| II                 | 437,6                | 5,6                    | 18                                    | -302,4        | 817                          |
| III                | 995,2                | 11                     | 26                                    | -820,0        | 902                          |

Оценка возможности хранения как природного газа, так и ГК в продуктивных горизонтах Аднанского ГМ выполнена на основании результатов геологического и гидродинамического моделирования. Построение трехмерных математических геологической и гидродинамической моделей на основании нижеприведенных данных выполнено в программных продуктах IRAP RMS и Tempest MoRE компании RoXAR:

- результаты региональных разведочных работ;
- результаты сейсморазведки на территории месторождения;
- результаты ГИС;
- данные бурения скважины №1А;
- результаты опробования скважины №1А и др. [15].

Целью оперативного хранения ГК является регулирование объемов экспортных поставок товарного гелия, полученного на Амурском ГПЗ, строительство которого ведется вблизи г. Сво-

бодный. Вариант создания оперативного ПХГК в третьем продуктивном горизонте Адниканского ГМ включает следующие этапы:

– отбор пластового газа пятью наклонно-направленными скважинами, объединенными на одной кустовой площадке для создания газопорового объема под закачку ГК;

– закачка ГК в пласт-коллектор через две наклонно-направленные скважины в объеме более 200 млн м<sup>3</sup> за 22 года эксплуатации ПХГК.

Режимы эксплуатации нагнетательных скважин выбраны с учетом не превышения начального пластового давления. На основании исходных данных и результатов трехмерного математического моделирования доказана возможность организации как оперативного, так и стратегического ПХГК в третьем продуктивном горизонте Адниканского ГМ. Основным недостатком Адниканского ГМ как перспективного объекта для хранения ГК является значительная удаленность от Амурского ГПЗ.

На текущем этапе проектирования разработки и обустройства Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ принято решение о создании временного подземного хранилища пермеата (гелийсодержащий газ, 40% гелия) в центральной части Чаяндинского НГКМ (участок хамакинского горизонта). Срок эксплуатации хранилища составит 12 лет.

Эксплуатация подземного хранилища гелийсодержащего газа (стратегического, временного или оперативного типов) осуществляется в условиях внутрипластового смешения пластового и закачиваемого газов. Гелий обладает уникальными свойствами (низкой плотностью и высокой подвижностью), которые определяют параметры процесса смешения. В частности, существует тенденция распространения гелия по прикровельной области пласта. В связи с этим при создании и эксплуатации подземного хранилища гелийсодержащего газа временного типа необходимы следующие мероприятия:

- исследование экранирующих свойств перекрывающего объект хранения горизонта;
- исследование проводимости разломов;
- исследование влияния диффузионных процессов на параметры эксплуатации подземного хранилища гелийсодержащего газа;
- прогноз и контроль области распространения гелийсодержащего газа в пласте во время закачки, отбора и нейтрального периода;
- прогноз параметров области распространения гелийсодержащего газа – размер фронта продвижения гелийсодержащего газа и зоны градиента концентрации гелия на периферии фронта распространения гелийсодержащего газа;

## Новые технологии в газовой промышленности

---

- обоснование схемы размещения эксплуатационных скважин, их режимов работы и параметров заканчивания;
- составление программы мониторинга герметичности скважин и перекрывающего объект хранения горизонта для выявления и предотвращения ухода гелийсодержащего газа за пределы объекта хранения;
- обеспечение максимального отбора пластовой смеси с максимальным содержанием гелия в установленный срок с учетом ограничений со стороны пластовой энергии и пропускной способности установки подготовки газа;
- оценка максимального значения коэффициента отбора гелия.

Для дальнейшего исследования возможности создания ПХГК в объектах, приведенных в таблице 2, требуется проведение комплекса ГРР. Программа ГРР должна быть, в первую очередь, направлена на уточнение состава пластового газа, порового объема коллекторов продуктивных горизонтов, исследование герметичности экранирующих горизонтов по гелию, а также на изучение пространственной неоднородности как перспективного объекта хранения, так и экранирующего горизонта.

### *Список литературы*

1. Бондарев В.Л. Перспективы создания ПХГ на Дальнем Востоке / В.Л. Бондарев, Н.Б. Зинова, В.П. Королева, Г.А. Шерстобитова, Д.С. Королев // Газовая промышленность. – 2010. – №3. – С. 38–40.
2. Бондарев В.Л. Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке / В.Л. Бондарев, А.В. Чугунов, М.А. Саркисова, В.Е. Бондарев // Вести газовой науки: Научно-технический сборник. – 2015. – №3 (23). – С. 63–67.
3. Калинченко И.В. Экспериментальное моделирование изменения деформационных и емкостных свойств пористых коллекторов в связи с эксплуатацией подземных хранилищ газа: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.08 / Калинченко Ирина Владиславовна; МГУ. – М., 2008. – 208 л.
4. Конторович А.Э. Прогноз развития гелиевой промышленности Восточной Сибири: региональные, общероссийские и глобальные аспекты / А.Э. Конторович, В.Н. Удut, В.А. Пак, А.В. Довгань // Интерэкско Гео-Сибирь. – 2006. – Т. 5. – С. 67–75.
5. Люгай Д.В. Геологические перспективы создания хранилища гелия в пределах Чаяндинского центра газодобычи / Д.В. Люгай, Д.В. Изюмченко, Г.П. Косачук, С.В. Буракова, С.И. Буточкина, Н.В. Будревич // Газовая промышленность. – 2010. – №2. – С. 62–67.
6. Милованов С.В. Разработка и внедрение инновационных технологий извлечения гелия из природного газа / С.В. Милованов, Н.Н. Кисленко, А.Д. Тройников // Научный журнал Российской газового общества. – 2016. – №2. – С. 10–17.
7. Никонов А.И. Роль геодинамических процессов в функционировании подземных хранилищ газа (на примере Щелковского и Касимовского подземных хранилищ): Дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Никонов Александр Иванович; ИПНГ РАН. – М., 2003. – 127 л.
8. Отчет о выполнении плана прироста запасов. ГГП «Востокгеология». – 1991.
9. Программа освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, создания системы газоснабжения восточных регионов России и обеспечения единого экспортного канала выхода на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона.
10. Рубан Г.Н. Критерии выбора хранилища гелиевого концентрата в Восточной Сибири / Г.Н. Рубан, В.Л. Бондарев, В.П. Королева, Д.С. Королев // Георесурсы. – 2010. – №4 (36). – С. 29–32.
11. Самсонов Р.О. Технологии подземного хранения газов: Учеб. пособие / Р.О. Самсонов, Г.Н. Рубан, С.Н. Бузинов [и др.]. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 100 с.

12. Хан С.А. Совершенствование метода палеоструктурного анализа для повышения эффективности эксплуатации нефтегазовых месторождений и ПХГ: Монография / С.А. Хан, А.Н. Давыдов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 136 с.
13. Якуцени В.П. Интенсивное газонакопление в недрах. – Л.: Наука, 1984. – 122 с.
14. C. Kenneth Eilerts, Eudora F. Sumner. Computing the Movement of Injected Raw Helium in Bush Dome Reservoir // Journal of Petroleum Technology. – 1963. – №1. – P. 16–22.
15. Charles Weinstein. Tuba Firincioglu. Alejandro Albertoni. optimizing Helium Gas Recovery: A Compositional Dual Porosity Reservoir Simulation Study of the Bush Dome Helium Storage Reservoir, Amarillo, Texas. SPE Conference Paper, 2003.
16. Miles D Tade. Helium Storage in Cliffside Field. SPE Journal Paper. – 1967. – №7. – P. 885–895.

УДК 550.83 : 504.53

*Денисюк Олег Викторович*  
магистрант геологического факультета  
*Решетников Михаил Владимирович*  
заведующий лабораторией геэкологии  
*Ерёмин Виталий Николаевич*  
заведующий кафедрой общей геологии  
и полезных ископаемых

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

## **ПЕТРОМАГНИТНЫЙ МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЧВ ПРИ ПОИСКЕ И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

*Аннотация: на территории ряда газовых и нефтяных месторождений Саратовской области проведены исследования магнитных свойств почвенного покрова с целью оценки возможности применения петромагнитного метода при поиске и разведке.*

*Ключевые слова: магнитная восприимчивость почв, термо-магнитный эффект в почве.*

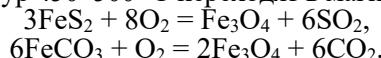
В мировой нефтегазоразведке особое значение при поиске месторождений придается поверхностной геохимии, методы которой активно разрабатываются и применяются многими фирмами. В отечественной нефтегазоразведке им уделяется меньше внимания, но в последнее десятилетие активные работы в этом направлении ведутся в Татарстане, Калининградской области и в Западной Сибири.

Экономическую обоснованность и жизнеспособность новых поисковых технологий, при условии их надежного физико-химического обоснования, определяют три фактора: приемлемая себестоимость, оперативность и массовость опробования, достаточная для использования статистических методов обработки результатов. Совокупности этих условий, отвечает новая технология комплексной магнитометрической и газо-геохимической съемки,

## Новые технологии в газовой промышленности

---

разработанная НИИ Геологии Саратовского Государственного Университета на базе ОАО «Саратовнефтегеофизика» [1]. Она основана на сочетании термомагнитного метода и определений абсорбированных углеводородных газов с использованием в качестве опорного горизонта современного почвенного покрова. Последний, является активным геохимическим барьером, в пределах которого углеводородокисляющие и сульфатредуцирующие бактерии продуцируют  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ . Их взаимодействие с соединениями почвенного железа в зоне влияния глубинных залежей углеводородов сопровождается формированием повышенных концентраций аутигенных почвенных сульфидов и карбонатов железа, которые при лабораторном нагреве до температур 450–500 °C переходят в магнетит:



За счёт этих фазовых превращений резко возрастает магнитная восприимчивость образцов почв, что легко фиксируется любым серийным измерителем магнитной восприимчивости. Величина прироста определяется с помощью термомагнитного коэффициента ( $dk$ ):

$$dk = kt/k,$$

где  $k$  – исходная магнитная восприимчивость почвенного образца, а  $kt$  – его величина после прогрева.

Отсюда следует технологическая схема эксперимента: измерение магнитной восприимчивости почвы до нагрева ( $k$ ), затем нагрев до температур 450–500 °C, измерение магнитной восприимчивости после нагрева ( $kt$ ) и определение термомагнитного показателя ( $dk$ ). На фоновых участках, находящихся вне зон влияния углеводородных залежей, термомагнитный коэффициент не превышает значений 1,1–1,5, редко достигает 1,8–2,5. Над залежами нефти и газа в зависимости от конкретных геологических условий коэффициент варьирует в почвах от 3 до 30 единиц. Одновременно определяются концентрации в почвах углеводородных газов (УВГ) в ряду от метана до гексана.

Технология комплексных поисков на основе почвенной термомагнитометрии и газогеохимии активно апробируется сотрудниками Саратовского университета в Нижнем Поволжье (Вольновское месторождение) и Южном Приуралье (Остролукское месторождение), где в последние годы установлено широкое распространение в почвах сорбированных УВГ метан-гексанового ряда со сложным площадным распределением участков их высоких и пониженных концентраций. Термомагнитным анализом в почвенных пробах при этом установлено присутствие тонкодисперсных аутигенных сульфидов и карбонатов железа. Специальными работами на нефтегазоносных структурах присутствие интенсивных почвенных термомагнитных и газовых аномалий установлено лишь на участках развития углеводородных скоплений и их отсутствие за контуром залежей.

Многие терромагнитные и углеводородные аномалии в почвах формируют кольцевые или полукольцевые структуры над крыльями продуктивных антиклинальных поднятий.

Данная технология обладает рядом преимуществ, выгодно отличающих её от известных аналогов. Она не требует затрат на мелкое бурение и дорогостоящие искусственные сорбенты. Не создает проблем с опробованием сельскохозяйственных земель, поскольку отбор проб ведется в пеших маршрутах. Отличается экспрессностью, способностью к обработке больших массивов данных и малой затратностью ( $\sim 3\text{--}4\%$  от стоимости сейсморазведки 3D). Способность комплекса методов к работе на малоамплитудных мелких структурах и неструктурных залежах особенно важно для областей, где фонд крупных и средних месторождений практически исчерпан. Терромагнитный метод способен к быстрой выдаче предварительных результатов, что способствует оперативной постановке заверочных работ на перспективных участках.

Предлагаемая технология имеет значительный диапазон применения:

- опережающее региональное обследование слабоизученных территорий с выделением перспективных площадей;
- работа в комплексе сопровождения сейсморазведки;
- детальные работы по оценке перспективности конкретных структур до постановки поискового бурения;
- изучение экологического состояния эксплуатируемых месторождений нефти и газа и оценка загрязнения почв и пород зоны аэрации техногенными подземными скоплениями нефти и ее производных.

В настоящее время термокаппаметрия широко используется при поиске и разведке нефтяных и газовых месторождений, а также при оценке геоэкологического состояния объектов хранения углеводородов.

При совокупности полученных данных авторы считают возможным представить для обсуждения рекомендацию на постановку площадной терромагнитной и газогеохимической съемки с целью локализации и оконтуривания конкретных аномалий и их поисковой оценки.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (проект №1757) и гранту Президента РФ для поддержки молодых российских ученых (проект МК-5424.2015.5).*

*Список литературы*

1. Молостовский Э.А Апробация ряда физико-химических методов для оценки нефте-газоносности площадей в Саратовском Поволжье / Э.А. Молостовский, И.Ю. Фролов, А.Н. Гришанов, Б.А. Головин, В.Н. Селенков // Приоритетные направления геологоразведочных работ на территории Приволжского и Южного федеральных округов в 2004–2010 гг. – Саратов: СОЕАГО, 2003. – С. 134–135.

**Грищенко Владимир Александрович**

аспирант кафедры общей геологии

и полезных ископаемых геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский

государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

г. Саратов, Саратовская область

**Качкин Андрей Александрович**

начальник отдела планирования

геологоразведочных работ

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

г. Когалым, ХМАО – Югра

**Зайцев Николай Андреевич**

бакалавр четвертого года обучения

геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский

государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

г. Саратов, Саратовская область

**ИЗУЧЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ  
МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТИ  
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ИМИЛОРСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Аннотация:** приведены результаты исследования анизотропии магнитной восприимчивости (AMB) образцов керна 2 скважин Имилорского месторождения Западной Сибири. Анизотропия магнитной восприимчивости (AMB) позволяет реконструировать гидродинамические условия палеобассейна, восстанавливать направления и интенсивность тектонических напряжений (деформировавших пластичный или литифицированный осадок), и выявлять многие другие особенности формирования осадочных толщ на стадиях седиментогенеза и эпигенеза.

**Ключевые слова:** баженовская свита, петромагнитизм, анизотропия магнитной восприимчивости, условия осадконакопления, гидродинамика.

Не смотря на многолетнее изучение бажена, интерес к восстановлению условий формирования нефтематеринских пород не угасает до сих пор. Интерес к отложениям баженовской свиты вызван, в первую очередь, колоссальными запасами в ней углеводородного сырья. Одним из спорных моментов является определение гидродинамических условий, господствовавших в баженовском море. Для решения данной задачи необходимо привлечение всё новых методов исследований, одним из которых является метод изучения анизотропии магнитной восприимчивости, широко распространенный за рубежом и применяемый в различных отраслях геологии для получения нетривиальной геологической информации. Поскольку геологическая интерпретация магнитных

текстур осадочных толщ находится в стадии активного обсуждения, получение новых данных об анизотропии становится крайне актуальным (в нашей стране подобными исследованиями занимается пока ограниченное число специалистов) [1–3].

Под анизотропией магнитной восприимчивости (AMB) понимают зависимость магнитной восприимчивости горной породы от направления приложения магнитного поля, которая обусловлена текстурными особенностями всей совокупности ферро- и/или ферримагнитных минералов (магнитных частиц), или, другими словами магнитной текстурой горных пород.

Метод изучения анизотропии магнитной восприимчивости заключается в последовательном измерении магнитной восприимчивости по 15, определенным образом выбранным, направлениям (по 5 измерений на каждой из трех взаимно перпендикулярных плоскостей — XY, YZ и ZX, где X, Y, Z — оси системы координат ориентировки штуфов и образцов) (рис. 1) [6]. Совокупность проведенных замеров обеспечивает вычисление компонент тензора магнитной восприимчивости, а большое количество направлений измерения позволяет снизить влияние погрешностей замеров, статистически рассмотреть точность результатов и исключить измерения, обладающие грубой ошибкой.

Измерения магнитной восприимчивости, по выбранным направлениям, проводились на стационарном мультичастотном каппабридже MFK1-FB, для анализа AMB использовалась программа Anysoft 4.2 (Брюно, Чехия).

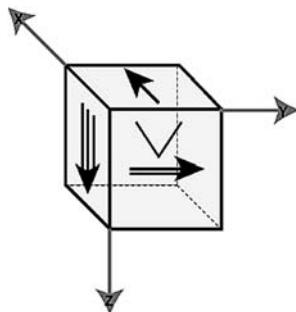


Рис. 1. Маркировка кубического образца для измерения AMB [6]

Данные по AMB образца традиционно представляются в виде трехосного эллипсоида (рис. 2) с максимальной (длинной)  $K_1$ , промежуточной (средней)  $K_2$  и минимальной (короткой)  $K_3$  осями восприимчивости. По значениям осей также рассчитывают многочисленные параметры, характеризующие степень анизотропии, форму зерен и другие особенности магнитной текстуры, такие как средняя величина магнитной восприимчивости ( $K_{cp} = (K_1 + K_2 + K_3) / 3$ ); степень удлиненности  $L$ , определяемая как  $L = K_1 / K_2$ ; степень уплощенности  $F$  – отношение величины промежуточной

оси эллипсоида магнитной восприимчивости к минимальной ( $F = K2 / K3$ ). Степень анизотропии оценивается с помощью параметра  $P$  – отношения максимальной оси эллипсоида магнитной восприимчивости к минимальной ( $P = K1 / K3$ ): если  $P = 1$ , эллипсоид магнитной восприимчивости имеет сферическую форму, а степень анизотропии равна 0% [5; 7–9 и др.]. А так же расчетный параметр, равный отношению степени анизотропии от средней величины магнитной восприимчивости образца ( $P / K_{cp}$ ), являющийся показателем зависимости  $K_{cp}$  от размера магнитных минералов, резкое изменение данного параметра может свидетельствовать о смене условий осадконакопления.

Для изучения магнитной текстуры пород, из двух скважин (скв. №401 и №412) Имилорского месторождения Западной Сибири, было отобрано в общей сложности 66 частично ориентированных (верх-низ) штуфов керна, взятых с разных стратиграфических уровней, характеризующих, баженовскую свиту. Мощность исследуемой толщи составляет 23.95 (скв. №401) и 20.4 (Скв. №412) метров, соответственно.

Вся коллекция частично ориентированных штуфов была распилена на камнерезном станке на образцы кубической формы (по 4–8 с каждого штуфа) с размерами ребер 20 мм. Общее количество выпиленных образцов-кубиков составило 204 шт.

При геологической интерпретации материалов АМВ анализируются стереограммы проекций осей магнитных эллипсоидов, конфигурация которых могут быть индикаторами гидродинамического режима среды осадконакопления, показателями интенсивности деформаций пород и других особенностей седиментогенеза и эпигенеза [1; 5; 6].

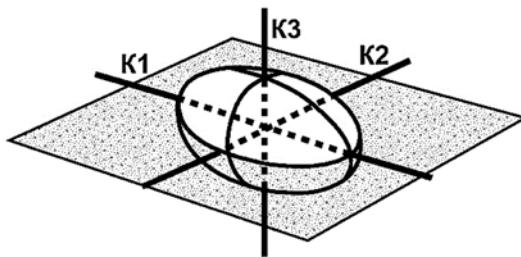


Рис. 2. Трёхосный эллипсоид анизотропии магнитной восприимчивости ( $K1, K2, K3$  – длинная, средняя и короткая оси, соответственно)

Для осадочных горных пород, формировавшихся в спокойных гидродинамических условиях, характерна вертикальная одноосная текстурная анизотропия (анизотропия с трудной осью  $K3$  и легкой плоскостью  $K1K2$ ), возникающая в следствии процессов гравитационного уплотнения. В этом случае на стереограмме АМВ

наблюдаются идеальное распределение проекций главных осей магнитного эллипсоида: группировка проекций коротких осей близ центра стереограммы, а проекции длинных и средних осей равномерно распределены по краю стереограммы (рис. 3 – А) [5].

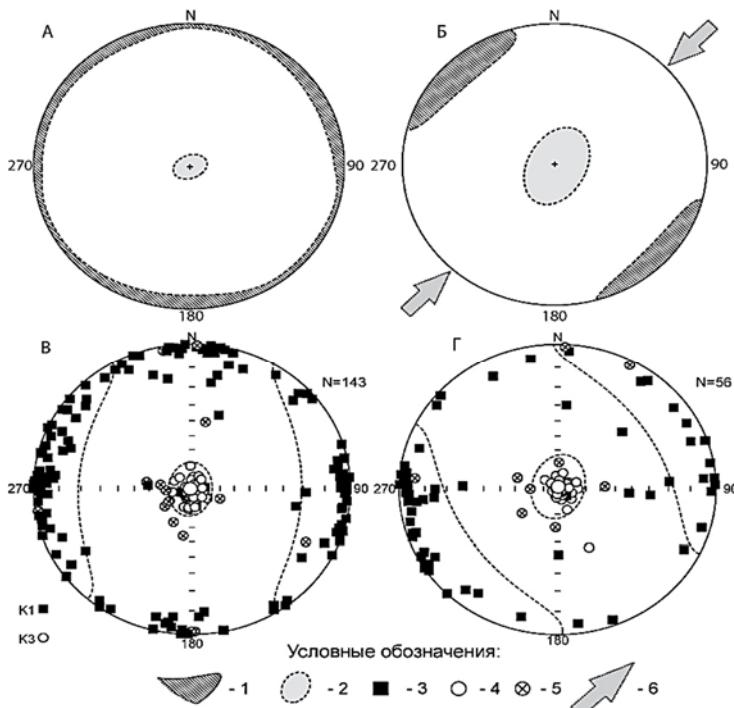


Рис. 3. Результаты изучения анизотропии магнитной восприимчивости: А, Б – идеализированные стереограммы (для осадка формировавшегося в спокойных гидродинамических условиях и подвергшимся тектоническому воздействию, соответственно); В – скв. №401; Г – скв. №412

*Условные обозначения: 1, 2 – область распределения проекций K1 и K3, соответственно; 3, 4 - проекции длинных (K1) и коротких (K3) осей магнитных эллипсоидов, соответственно; 5 – проекции K3 «аномальных» уровней; 6 – направление тектонического напряжения.*

Распределение длинных и коротких осей магнитных эллипсоидов (средние оси не показаны для большей выразительности) на стереограммах АМВ для обоих скважин обнаруживает группировку коротких осей K3 близ центра стереопроекций (отклонение от центра не превышает  $3^{\circ}$ ) и слабую группировку проекций длинных осей в субширотном направлении. Такое распределение длинных осей магнитного эллипсоида вероятнее всего связано со слабыми структурными

## Новые технологии в газовой промышленности

деформациями, вызванными тектонической активностью рассматриваемой территории (рис. 3 – В, Г) [1; 4; 5].

Наряду с этим, в обеих скважинах наблюдаются «аномальные» уровни, где проекции коротких осей отстоят от центра на значительное расстояние (от 15 до 89°) (рис. 3 – В, Г). Такое аномальное распределение проекций главных осей связывается нами со сменой, на данных уровнях, видов магнитных минералов-носителей, так как практически на всех «аномальных» уровнях, на диаграммах параметра АМВ –  $T = (2 \ln(K2) - \ln(K1) - \ln(K3)) / (\ln(K1) - \ln(K3))$ , отмечается смена формы и размера магнитных минералов (при  $+1 > T > 0$  – плоские;  $0 > T > -1$  – вытянутые (сигарообразные).

Диаграммы параметра  $T$ , в основном, фиксируют, плоскую форму ферромагнитных частиц ( $T = 0.65$ ), связанную, очевидно, с агрегированием магнитных минералов на глинистых частицах, имеющих чешуйчатую форму. В то же время, на уровнях образцов, характеризующихся «аномальным» распределением осей АМВ, магнитные минералы имеют вытянутую (сигарообразную) форму ( $T = -0.47$ ), либо повышенную степень анизотропии ( $P > 1.15$ ), отражающую удлинение магнитных минералов (рис. 4).

Не менее информативным оказался график отношения степени анизотропии ( $P$ ) от средней магнитной восприимчивости ( $K_{cp}$ ) по каждому образцу (рис. 5). Этот график позволяет выделить в рассматриваемых скважинах 6 обособленных петромагнитных комплексов (ПК).

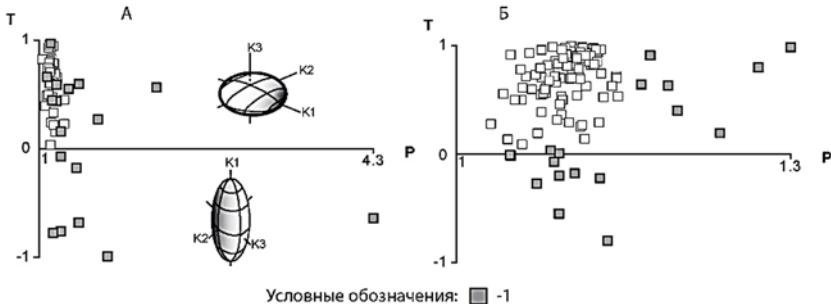


Рис. 4. Диаграммы зависимости параметра формы ( $T$ ) от степени анизотропии ( $P$ ): А – скв. №401; Б – скв. №412

Условные обозначения: 1 – образцы с «аномальным» распределением главных осей АМВ.

ПК 1: В данной пачке отмечается положительный тренд от кровли баженовской свиты, значения в обоих скважинах сопоставимы между собой и составляют  $P/K_{cp} \min = 0.01$ ,  $P/K_{cp} \max = 0.06$ , однако мощность выделенной пачки, в рассматриваемых скважинах, различна и изменяется от 3.1 м в скв. №412 до 5.4 м в скв. №401 (рис. 5).

ПК 2: Характеризуется фоновыми значениями, составляющими в среднем  $P/K_{cp} = 0.035$ . В данном интервале так же отмечается

увеличение мощности пачки на 2.5 метра в скв. №401, по отношению к скв. №412 (рис. 5).

ПК 3: Данная петромагнитная пачка выделяется уровнями более чем десятикратного прироста рассматриваемого параметра, а так же сопоставимыми мощностями выделенной пачки в обеих скважинах ( $h \sim 1.1$  м).

ПК 4: Выделяется по характерной смене положительного тренда на отрицательный. Значения в данной пачке колеблются от  $P/K_m = 0.05$  до  $P/K_m = 0.1$  (в скв. №401) и от  $P/K_{cp} = 0.03$  до  $P/K_{cp} = 0.07$  (в скв. №412).

ПК 5: В скв. №412 определяется по устойчивому положительно му тренду от  $P/K_{cp} = 0.07$  до  $P/K_{cp} = 0.13$ , мощностью 1.96 метр. В скв. №401 мощность данной пачки составляет 0.96 метров, и характеризуется единичным пиковым значением, равным  $P/K_{cp} = 0.14$ .

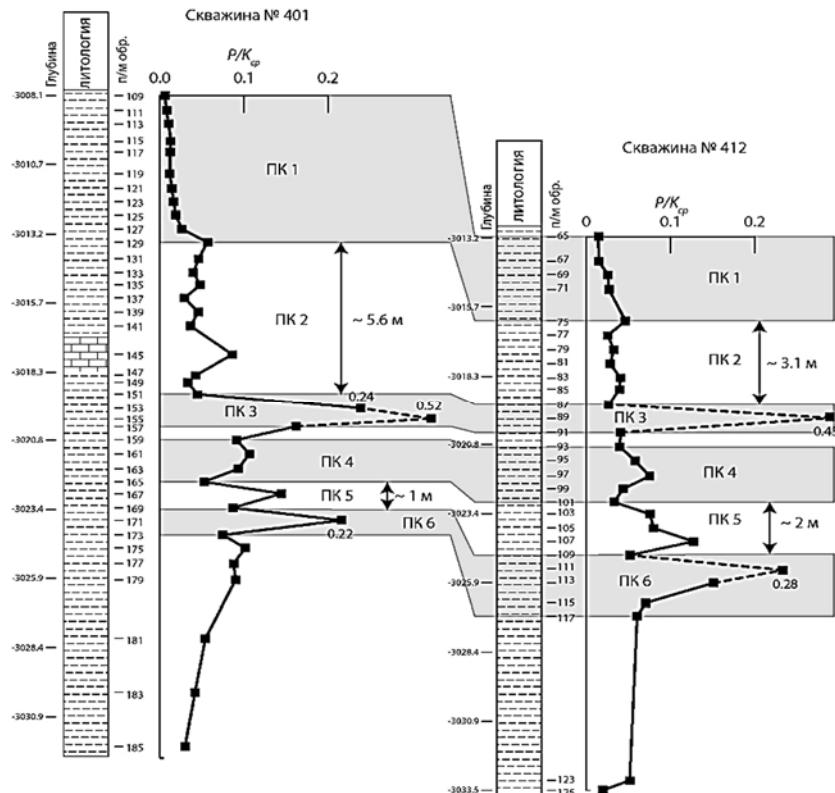


Рис. 5. Корреляция исследуемых скважин по графикам зависимости степени анизотропии ( $P$ ) от средней магнитной восприимчивости ( $K_{cp}$ )

## Новые технологии в газовой промышленности

---

На ряду ПК 3, многократным увеличением значений отношения степени анизотропии к магнитной восприимчивости характеризуется петромагнитная пачка ПК 6, однако значения в данной пачке не превышают  $P/K_{cp\ max} = 0.22 - 0.28$  (превышение над фоновыми значениями в 6–7 раз). Мощность выделенной пачки, в рассматриваемых скважинах, так же различна и составляет  $h \sim 1$  м (в скв. №401) и  $h \sim 1.2$  м (в скв. №412).

Анализ мощностей выделенных пачек показывает различие амплитуд и интенсивности прогибания исследованной территории. На ранних этапах осадконакопления баженовской толщи более активное тектоническое погружение дна бассейна наблюдалось в пределах исследованной скважины №401, но уже к середине бажена скорости прогибания территории в пределах исследуемых скважин сравнялись, а на более поздних этапах осадконакопления ситуация кардинально поменялась в сторону увеличения амплитуды погружения дна бассейна в пределах скважины №412.

Полученные данные по анизотропии магнитной восприимчивости позволили определить, что накопление пород, слагающих баженовскую свиту происходило в спокойных гидродинамических условиях, а так же сделать предположение о тектонической активности в пределах исследуемых скважин Имилорского месторождения. Стоит отметить, что полученные данные о господствующей гидродинамической обстановке по двум исследованным скважинам, не могут отвечать за всю обширную акваторию баженовского моря, а носят локальный характер. Не маловажным является тот факт, что параметры АМВ позволяют выделять дополнительные реперные уровни для проведения детальной корреляции в пределах одного месторождения. Таким образом, метод изучения магнитной текстуры, не смотря на малые величины магнитной восприимчивости, оказался работоспособным для изучения баженовской толщи и может использоваться в дальнейшем.

### *Список литературы*

1. Багаева М.И. Магнитные текстуры, как индикаторы условий формирования титонских-берриасских пород Горного Крыма / М.И. Багаева, А.Ю. Гужиков // Известия СГУ. – 2014. – Т. 14. – Вып. 1. – С. 41–47.
2. Матасова Г.Г. Анизотропия магнитной восприимчивости лессово-почвенных отложений (на примере опорного разреза Белово, Западная Сибирь) / Г.Г. Матасова, А.Ю. Казанский, В.С. Зыкина // Физика Земли. – 2004. – №2. – С. 50–65.
3. Попов В.В. Использование анизотропии различных магнитных параметров для определения направления сноса материала при изучении турбидитных / В.В. Попов, А.В. Журавлев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – №1 потоков [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/2/11\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/11_2012.pdf)
4. Borradaile G.J. Tectonic applications of magnetic susceptibility and its anisotropy / G.J. Borradaile, B. Henry // Earth-Science Reviews. – 1997. – №42. – Р. 49–93.
5. Chadima M. Magnetická anizotropie hornin (stručný přehled a využití v geologii). – M.: Chadima. – 2008 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sci.muni.cz/~chadima/geomagnetismus/anizotropie2.pdf>

6. Jelínek V. The Statistical Theory of Measuring Anisotropy of Magnetic Susceptibility of Rocks and Its Application / V. Jelínek. – Brno: Geofyzika, n. p., 1976. – 88 p.
7. Lanza R. The Earth's Magnetism: An Introduction for Geologist / R. Lanza, A. Meloni. – Springer, 2006. – 278 p.
8. Pares J.M. Evaluating magnetic lineations (AMS) in deformed rocks / J.M. Pares, A.P. Ben // Tectonophysics. – 2002. – Т. 350. – P. 283–298.
9. Tarling D.H. The magnetic anisotropy of rock / D.H. Tarling, F. Hrouda. – London: Chapman & Hall, 1993. – 217 p.

## УДК 550.82

*Сафаров Шамиль Равильевич*

магистрант 2 курса геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

г. Саратов, Саратовская область

*Юмагулов Роман Русланович*

магистрант 2 курса геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

г. Саратов, Саратовская область

*Анопин Александр Юрьевич*

магистрант 2 курса геологического факультета

ООО «Центральная партия ГТИ»

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

г. Саратов, Саратовская область

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОМЕНТА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

**Аннотация:** в статье представлены преимущества таких мгновенных параметров ГТИ, как механическая скорость и изменение уровня промывочной жидкости при вскрытии пласта коллектора. Показано высокое значение этих параметров в процессе бурения нефтегазовых скважин на примере скважины, расположенной в районе г. Красный Кут Саратовской области.

**Ключевые слова:** мгновенные параметры, параметры, записанные с задержкой, механическая скорость, изменение уровня промывочной жидкости в емкостях.

В связи с сложившейся нынешней ситуацией в мировой экономике существует тенденция к непрерывному увеличению запасов и добычи нефти и газа, для этого необходим существенный рост темпов разведки новых нефтегазовых месторождений, повышение эффективности геологоразведочных работ, ускоренное разбуривание вводимых в разработку месторождений. При этом необходимо сохранение высоких технико-экономических и каче-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

ственных показателей буровых работ на фоне активного введения режима импортозамещения в сфере сервисных компаний.

Опорой в реализации этой задачи является развитие отечественной промысловой геофизики в частности геологотехнологических исследований (ГТИ) в процессе бурения.

Общеизвестно, что ГТИ в процессе бурения, проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, при этом оперативно решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных характеристик и характера насыщения, обеспечения безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

По времени регистрации, параметры фиксируемые станцией ГТИ можно условно разделить на мгновенные и записанные с задержкой.

Для решения оперативных задач методами ГТИ при вскрытии пластов-коллекторов наиболее перспективными параметрами являются мгновенные показатели, среди которых в первую очередь выделяются механическая скорость и изменение уровня промывочной жидкости в емкостях.

Механическая скорость проходки, без сомнения, является важным, мгновенным параметром. Данный показатель, характеризует темп разрушения горной породы, выражается в метрах проходки за 1 ч работы долота на забое. Основными параметрами, влияющими на механическую скорость, являются крепость, пористость, каверзность, плотность породы, флюидонасыщенность и т. д. При этом на скорость проходки влияет не только тип горной породы, но и условия её залегания: при уменьшении угла встречи долота с плоскостью напластования породы – скорость снижается [1].

В процессе интерпретации стоит учитывать, что помимо литологических факторов, на механическую скорость влияют следующие технологические параметры: осевая нагрузка на долото; частота вращения долота; расход промывочной жидкости и ее качество; время пребывания долота на забое.

Учитывая все вышеперечисленные данные, можно принять, что механическая скорость зависит от совокупности литологических и технологических параметров.

Пример качественного использования параметра механическая скорость отображен на рисунке 1 (приложение), на котором отображен фрагмент глубинной диаграммы станции ГТИ СНГС-100, выполняющей геолого-технологические исследования на скважине, расположенной в условиях прибортовой зоны Прикаспийской впадины, в районе г. Красный Кут Саратовской области. На диаграмме отображен переход ствола скважины из отложений,

приуроченных к маастрихскому ярусу верхнего отдела меловой системы (литологически представленных глинами светло-серыми, пластичными, вязкими, гидрофобными) в отложения альбского яруса нижнего отдела меловой системы (литологически представленных песчаниками от белых до светло-серых, средней крепости, мелкозернистыми).

В момент перехода на глубине 352 м фиксируется пятикратное увеличение скорости проходки, которое приурочено изменению литологии и как следствие физических свойств горной породы.

Как было отмечено выше, измерение уровня промывочной жидкости в емкостях – ещё один перспективный мгновенный параметр, применяемый для определения момента вскрытия пласта коллектора. Выявление изменений уровня в буровых емкостях – ключ к безопасности процесса бурения, кроме того – это показатель пластового давления в пласте коллекторе. В случае вскрытия пласта-коллектора с высоким пластовым давлением (зона АВПД) и недостаточными противодействующими гидростатическим и гидродинамическим давлениями, возникает приток бурового раствора в скважину, который характеризуется помимо прочих признаков увеличением объёма в ёмкостях, при условие входа ствола в пласт-коллектор со сниженным пластовым давлением (зона АнПД) с превышением его суммой гидростатического и гидродинамического давлений, будет наблюдаться поглощение бурового раствора, что отображено на рисунке 2 (приложение).

На рисунке 2 (приложение) отображён фрагмент временной диаграммы, зарегистрированной станцией ГТИ СНГС-100 на описанной выше скважине. В 8:00 при глубине забоя 352 м помимо зафиксированного и описанного выше увеличения механической скорости, зафиксировано поглощение бурового раствора интенсивностью  $3 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Поглощение приурочено к вскрытию отложений альбского яруса нижнего отдела меловой системы (литологически представленных песчаниками от белых до светло-серых, средней крепости, мелкозернистыми), со сниженным пластовым давлением.

Таким образом, на фактических примерах подтверждена высокая эффективность применения анализа мгновенных параметров, регистрируемых станцией ГТИ для определения момента вскрытия продуктивного пласта.

#### *Список литературы*

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1982. – 310 с.
2. Лукьянов, Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения / Э.Е. Лукьянов. – Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2009. – 752 с.

## Приложение

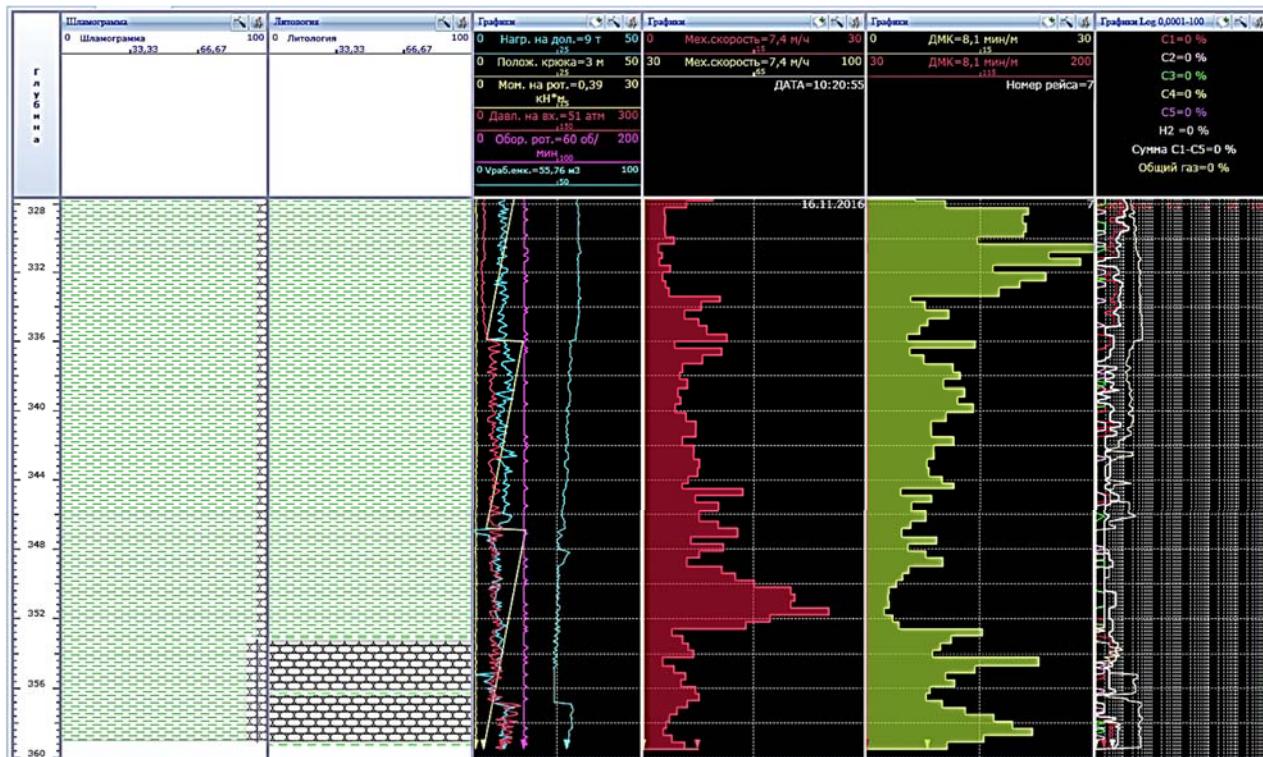


Рис. 1. Фрагмент глубинной диаграммы станции ГТИ СНГС-100



Рис. 2. Фрагмент временной диаграммы, зарегистрированной станцией ГТИ СНГС-100

УДК 550.38

*Самохин Сергей Олегович*

бакалавр четвертого года обучения

геологического факультета

СНИГУ им. Н.Г.Чернышевского, г. Саратов

*Сатубалиев Даурен Шарафиденович*

магистр первого года обучения

геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

г. Саратов, Саратовская область

*Колпаков Виталий Викторович*

начальник Центра исследования керна и пластовых флюидов  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «КогалымНИПИнефть»

г. Когалым, ХМАО – ЮГра

*Маникин Алексей Геннадьевич*

доцент кафедры общая геология

и полезные ископаемые геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

г. Саратов, Саратовская область

**ПРИМЕНЕНИЕ ПАЛЕОМАГНИТНОГО МЕТОДА  
ДЛЯ ОРИЕНТИРОВАНИЯ КЕРНА,  
К СЛАБОМАГНИТНЫМ ТЕРИГЕННЫМ  
ОТЛОЖЕНИЯМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Аннотация:** как отмечают авторы данной статьи, применение палеомагнитного метода при ориентировке керна в пространстве дает новые возможности при решении производственных и научных задач нефтепродуктивных пластов Западной Сибири.

**Ключевые слова:** палеомагнетизм, викуловская свита, Красноленинское месторождение.

В палеомагнетизме известно несколько способов ориентирования образцов керна [1; 2] в пространстве с помощью компонент естественной остаточной намагниченности ( $J_n$ ), но наиболее широко в практике применяется метод, использующий направление вязкой компоненты намагниченности ( $J_v$ ), совпадающей с направлением современного геомагнитного поля.

Для пространственной ориентировки исследовано 16 образцов частично (верх-низ) ориентированного керна из викуловской свиты Западной Сибири (Красноленинский нефтегазоносный участок). Каждый керн, диаметром  $\sim 110$  мм и толщиной  $\sim 25$  мм, имел боковой срез, т. н. «щечку».

Каждый керн был распилен на камнерезном станке на 4–8 образцов кубической формы с размерами ребер 20 мм, общее количество которых составило 111, далее следовали лабораторные исследования, проводившиеся по стандартной методике [3, 4].

Лабораторные исследования показали, что все исследованные образцы слабомагнитны: магнитная восприимчивость ( $K$ ) варьирует в них от 6 до  $27.10^{-5}$  ед. СИ,  $Jn$  – от 0,7 до  $4.10^{-3}$  А/м. Основным носителем намагниченности, судя по данным дифференциального термо-магнитного анализа (ДТМА), является магнетит или близкие к нему минералы, фиксируемые по спаду намагниченности в районе точки Кюри  $Fe3O4 - 578^{\circ}C$  [5], на ряду с магнетитом фиксируется присутствие тонкодисперсного пирита и гидроокислов железа.

Наличие пирита и гидроокислов железа (продуктов окисления магнетита и пирита) препятствует выделению стабильных (характеристических – ChRM) компонент намагниченности, которые можно было интерпретировать, как первичные, т.е. соответствующие направлению позднеюрского раннемелового геомагнитного поля.

Максимальной угол отклонения выделенных характерных компонентов (ChRM), почти во всех случаях, значительно превышает критическое значение  $15^{\circ}$ , достигая  $40^{\circ}$ . В то же время вязкие компоненты надежно выделяются в интервалах  $100-200^{\circ}C$  и  $5-30$  мТл, соответственно. Характерный для них максимальный угол отклонения варьирует, в основном от 0,5 до  $3-4^{\circ}$  (рис. 1). Высокие кучности – от нескольких десятков до сотен (что характерно для  $Jv$ ) и крутые наклонения ( $59-86^{\circ}$ ), близкие к наклонению современного геомагнитного поля в районе Красноленинского месторождения.

Поэтому в качестве инструмента для ориентирования керна в данном случае следует избрать вязкую компоненту. На полученных диаграммах (рис. 1), построенных в системе координат образца, направление по оси «Х» совпадает с направлением произвольно выбранной стрелки на образцах. Горизонтальная проекция среднего вектора  $Jv$  указывает на географический север. Поэтому направление  $Jv(xy)$ , перенесенное на верхнюю поверхность керна под таким же углом к имеющейся на ней стрелке, будет указывать на север. Точность ориентировки керна определяется параметром  $a95$  (радиус круга, внутри которого лежит истинное направление вектора с вероятностью 95%).

В результате выполненных работ была проведена пространственная ориентировка всех 16 образцов керна. Так же было выявлено, что при отборе образца №8 была нарушена частичная ориентировка (верх-низ). Наименьшая точность ориентировки наблюдается в образце керна № 201, где значение  $a95 = 21^{\circ}$ , следовательно, вектор  $Jv(xy)$ , перенесенный на поверхность керна будет указывать на север с точностью  $\pm 21^{\circ}$ .

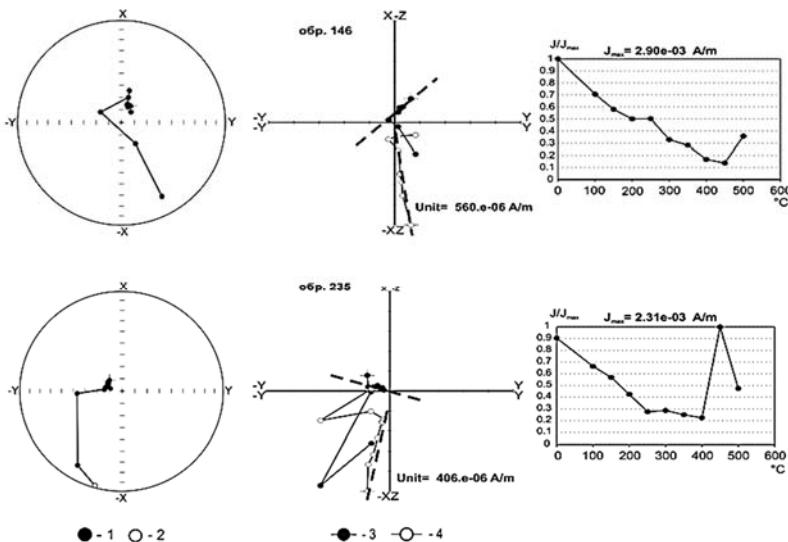


Рис. 1. Результаты магнитных чисток образцов керна Красноленинского месторождения: 1, 2 – проекция  $J_n$  на верхнюю и нижнюю полусфера соответственно; 3, 4 – проекции  $J_n$  на горизонтальную и вертикальную плоскость соответственно

Следует отметить, что расположение скважины в высоких широтах является фактором, препятствующим высокой точности ориентировки, из-за субвертикального магнитного наклонения (I). Образцы при наклонениях свыше  $80^\circ$  будут иметь весьма высокую кучность, но при этом направления  $J_v$  в каждом из них могут быть направлены по любому румбу.

Таким образом, полученные нами данные могут быть использованы при работах, связанных с ориентировкой кернового материала викуловской свиты Красноленинского месторождения, с целью получения новых геологических данных о характере направления палеотечений, выявлению направления напряженности и трещиноватости горных пород.

### Список литературы

1. Попов В.В. Новый палеомагнитный метод ориентирования керна скважин в пространстве: Государственный патент RU №2298209 / В.В. Попов, А.Н. Храмов. – Нефтегазовая геология: Теория и практика. – 2007. – Т. 2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/tub/12/016.pdf>
2. Гужиков А.Ю. Геологическая информативность магнетизма керна и шлама осадочных пород, полученных при бурении разведочных скважин // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2013. – №4. – С. 51–61.
3. Магнитостратиграфия и ее значение в геологии / Э.А. Молостовский, А.Н. Храмов. Саратов: Изд-во Саратовского университета, 1997. – 180 с.

4. Молостовский Э.А. Скалярные магнитные характеристики горных пород как показатели условий седиментации: Использование магнетизма горных пород при геологической съемке. – Л.: Недра, 1986. – С. 150–166.

5. Буров Б.В. Введение в дифференциальный термомагнитный анализ горных пород / Б.В. Буров, П.Г. Ясонов. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1979. – 156 с.

УДК 504.53 : 504.055

*Решетников Михаил Владимирович*  
заведующий лабораторией геоэкологии  
геологического факультета

*Ерёмин Виталий Николаевич*  
заведующий кафедрой общей геологии  
и полезных ископаемых геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

## ПЕТРОМАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА ПОЧВ НА ТЕРРИТОРИИ СТЕПНОВСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

*Аннотация: на территории Степновского подземного хранилища газа отобрано 60 проб почвенного покрова. Измерены следующие параметры почвенного покрова: гранулометрический состав, магнитная восприимчивость. Установлены широкие пространственные вариации значений магнитной восприимчивости почв, что позволяет районировать территорию горного отвода по их повышенным и пониженным значениям. В дальнейшем результаты исследований можно будет использовать при оценке герметичности подземных хранилищ газа.*

*Ключевые слова:* подземное хранилище газа, почвенный покров, магнитная восприимчивость.

Основной целью настоящей работы являлось изучение воздействия функционирования Степновского подземного хранилища газа (СПХГ) на изменение параметров магнитной восприимчивости (МВ) почвенного покрова, представленного каштановыми почвами. Исследования с аналогичным методическим подходом ранее проводились для территорий распространения дерново-подзолистых и черноземных почв. Известны результаты исследований МВ и магнито-минералогических характеристик почвенно-го покрова на территориях единичных ПХГ (Щелковское, Северо-Ставропольское), которыми выявлено, что над искусственной газовой залежью в почвенных горизонтах происходит статистически значимое увеличение МВ и содержания магнитной фракции в среднем в 2–4 раза по сравнению с фоновой территорией. Увеличение обусловлено синтезом педогенного магнетита [1–3].

## Новые технологии в газовой промышленности

---

Территория горного отвода Степновского подземного хранилища газа расположена в Советском районе Саратовской области, в 6.5 км северо-восточнее пос. Степное. Поверхность территории выровненная с абсолютными отметками 70.5–72.5 м. Площадь горного отвода составляет 908 га. Размеры его с запада на восток – 6.25 км, с юга на север – 2.7–3.7 км.

Всего на территории горного отвода ПХГ отобрано 60 проб почв. Местоположение точек опробования выбиралось с условием наибольшей их удаленности от элементов техногенной инфраструктуры СПХГ. Все образцы отбирались согласно действующему ГОСТу. Во время полевого этапа при помощи портативных измерителей магнитной восприимчивости КТ-6 и КТ-10 проводились натурные замеры МВ. Аналитические исследования проводились в лаборатории геоэкологии геологического факультета СГУ имени Н.Г. Чернышевского и состояли в определении гранулометрического состава с использованием ситового метода при предварительном отмучивании пробы, а также выполнены измерения МВ естественных образцов и выделенных гранулометрических фракций при помощи каппабриджа KLY-2.

В результате, установлено, что МВ почвенного покрова территории СПХГ обнаруживает достаточно широкие вариации своих значений по площади горного отвода, как в образцах, так и в их гранулометрических фракциях. Эти вариации позволяют группировать пробы почв в пространственные зоны повышенных и пониженных значений МВ. Магнитная зональность обнаруживает приуроченность или к особенностям геологического-структурного плана СПХГ по девонским отложениям, или к пространственным границам контуров текущей газоносности. Авторы предполагают, что подобное поведение магнитной восприимчивости почв на территории Степновского подземного хранилища газа обусловлено активными геохимическими (биогеохимическими) процессами, мобилизующими, под воздействием вертикального газоеманационного потока метана, минеральную матрицу почв к процессам образования аутогенного комплекса железистых минералов. Косвенными критериями подобных процессов служат факты загрязнения грунтовых вод территории горного отвода СПХГ газовой составляющей (метан, этан, этен). Исследованию магнито-минералогических особенностей исследуемых почв авторы посвятят следующий этап работы.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (проект №1757) и гранту Президента РФ для поддержки молодых российских ученых (проект МК-5424.2015.5).*

### *Список литературы*

1. Бухгалтер Э.Б. Экология подземного хранения газа / Э.Б. Бухгалтер, Е.В. Дедиков, Л.Б. Бухгалтер, А.В. Хабаров, Б.О. Будников. – М.: Наука, 2002. – 431 с.
2. Можарова Н.В. Формирование магнитных оксидов железа в почвах над подземными хранилищами природного газа / Н.В. Можарова, В.В. Пронина, А.В. Иванов, С.А. Шоба А.М. Загурский // Почвоведение. – 2007. – №6. – С. 707–720.
3. Пронина В.В. Формирование магнитных оксидов железа в почвах при подземном хранении природного газа: Автoref. дис. ... канд. биол. наук. – М., 2007. – 21 с.

УДК 550.38

*Самарин Сергей Викторович*  
магистр первого года обучения  
геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

*Исаев Павел Витальевич*  
бакалавр четвертого года обучения  
геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

*Маникин Алексей Геннадьевич*  
доцент кафедры общая геология

и полезные ископаемые геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

*Пустошкин Роман Валерьевич*

главный инженер Центра исследования керна  
и пластовых флюидов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «КогалымНИПИнефть»

г. Когалым, ХМАО – ЮГра

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕТРОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА ИМИЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Аннотация:* применение петромагнитного метода при изучении кернового материала Имилорского месторождения позволило получить новую геологическую информацию, на основании которой была проведена более детальная корреляция аномального разреза баженовской свиты.

*Ключевые слова:* баженовская свита, аномальный разрез бажена, Имилорское месторождение, петромагнетизм, магнитная восприимчивость.

В последнее время, появился большой практический интерес к баженовским отложениям Западной Сибири. Ресурсный потенциал нетрадиционных коллекторов баженовского интервала разреза данного региона весьма значителен.

Особо остро встал вопрос сопоставления пород слагающих «классический» и «аномальный» разрезы баженовской (АРБ) толщи. Под АРБ понимается такой разрез, в котором битуминозные аргиллиты расщеплены, либо полностью замещены песчани-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

ками, алевролитами или глинами. Для решения данной задачи, наряду с седиментологическими и фаунистическими методами, необходимо привлечение новых методов, основанных на физико-химических свойствах пород. В качестве одного из таких методов может выступить петромагнитный анализ.

Петромагнитные подразделения, т.е. магнитозоны выделенные по скалярным (численным) магнитным характеристикам (магнитная восприимчивость и др.), являются разновидностью региональных и местных магнитостратиграфических подразделений. В отличие от магнитополярных зон, петромагнитные подразделения являются частной разновидностью лито- или ритмостратиграфических подразделений. Одним из преимуществ петромагнитного метода является его экспрессность.

Целью настоящей работы является получение новой геологической информации порезультатам петромагнитных исследований для построения детальных схем корреляции отложений васюганской, георгиевской, баженовской и сортымской свит скважин №401 и №412 в пределах Имилорского месторождения (Ханты-Мансийский автономный округ).

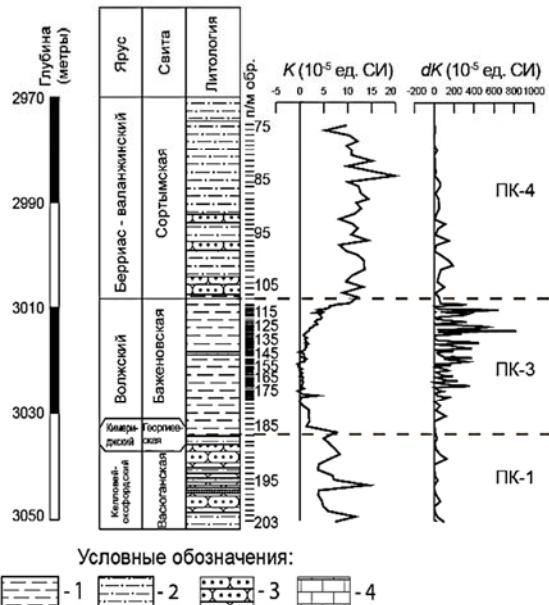
Для реализации поставленной задачи была отобрана петромагнитная коллекция образцов керна, в количестве четырехсот пятидесяти единиц.

Методика лабораторных исследований сводится к измерению удельной магнитной восприимчивости –  $K_m$  (в дальнейшем  $K$ ) и прироста магнитной восприимчивости –  $dK_m$  (в дальнейшем  $dK$ ) небольших фрагментов керна весом от 10 до 30 г, отобранных с шагом в 30 см. Большие пропуски (более 3,5 метра) в отборе образцов связаны с отсутствием керна.

Измерения  $K$  и  $dK$  проводились на измерителе магнитной восприимчивости (каппабридже) MFK1-FB. Перед измерениями (как до, так после нагрева) образцы взвешивались на электронных весях GR-300.

В процессе термокаппаметрических исследований породы подвергались нагреву в течение одного часа до 500°C и еще в течение часа выдерживались при этой температуре [1]. Полученные петромагнитные данные позволяют выделить четыре петромагнитных комплекса (ПК) (рис. 1), два из которых прослеживаются в разрезах обоих скважин ПК-1 и ПК-3. Данные петромагнитные комплексы, охарактеризованные обособленными вариациями значений  $K$  и  $dK$ , позволяют провести устойчивую корреляцию скважин.

Скважина №401



Скважина №412

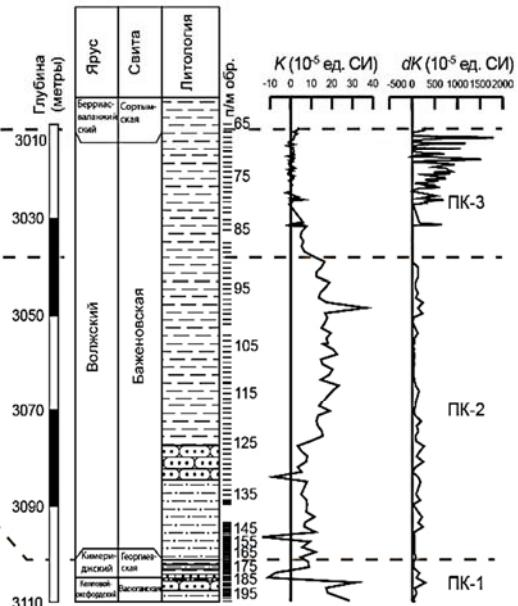


Рис. 1. Корреляция скважин Имилорского месторождения по результатам петромагнитных исследований.

Условные обозначения: 1 – аргиллит, 2 – алевролит, 3 – песчаник, 4 – известняк.

В скв. №401 и №412 ПК-1 представлен не полностью, а лишь верхней его частью и соответствует породами подстилающим баженовскую толщу. Для скважин №412 и №401 характерны уровни ПК-1 с отрицательными значениями магнитной восприимчивости  $K = -13,7 - 31,4 * 10^{-5}$  ед СИ.

В скв. №412 ПК-2 охватывает среднюю часть баженовской толщи (рис.1), в интервале 3036,85-3100,45 и характеризуется следующими петромагнитными величинами: магнитная восприимчивость  $K = 6,7 - 36,3 * 10^{-5}$  ед СИ,  $dK = 6,3 - 236,2 * 10^{-5}$  ед СИ. Данный ПК в разрезе соответствует интервалу представленного аномальным комплексом пород в баженовском интервале разреза скважины.

Третий петромагнитный комплекс (ПК-3) наиболее ярко выражен урановыми значениями  $dK = 100 - 1800 * 10^{-5}$  ед СИ и минимальными значениями  $K = 0 - 3 * 10^{-5}$  ед СИ и приурочен к нормальному разрезу баженовской толщи (рис. 1). Такие значительные всплески значений  $dK$  характеризует интервал с высоким содержанием магнитных сульфидов железа, в частности пирита [2]. В свою очередь образование пирита коррелируется с высоким содержанием органического вещества в породе. По данным С.И. Филиной, М.В. Корж (1984 г.) концентрация пирита в баженовской свите в среднем не превышает 5 % [3].

Петромагнитный комплекс ПК-4 выделен в скв. №401 (рис. 1) приурочен к сортымской свите. Характеризуется повышенными значениями  $K = 5,4 - 19,8 * 10^{-5}$  ед СИ и минимальными  $dK = 0,1 - 187,5 * 10^{-5}$  ед в СИ.

Полученная петромагнитная информация позволила провести детальную корреляцию скважин, а также разработать дополнительные геологические признаки расчленения аномального разреза баженовской толщи в пределах Имилорского месторождения.

### *Список литературы*

1. Гужиков А.Ю. Геологическая информативность магнетизма керна и шлама осадочных пород, полученных при бурении разведочных скважин // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2013. – №4 (46). – С. 51–61.
2. Гужиков А.Ю. Магнитные свойства волжских отложений как индикаторы железосодержащих минералов и их значение для реконструкций условий седиментации в поздне-юрском палеобассейне Поволжья / А.Ю. Гужиков, Е.Ю. Барабошкин, Ю.О. Гаврилов, Е.В. Щепетова, Т.Ф. Букина, З.А. Яночкина. – Геологические науки – 99: Избранные труды межвед. научной конф. (5–16 апреля 1999 г.). – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 1999. – С. 38–42.
3. Филина С.И. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири / С.П. Филина, М.В. Корж, М.С. Зонн, – М.: Наука, 1984.

УДК 553.982.2:550.843

**Полянин Антон Александрович**  
магистрант кафедры геофизики  
геологического факультета  
**Шигаев Виталий Юрьевич**  
доцент кафедры геофизики  
геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

## К ВОЗМОЖНОСТИ КОНТРОЛЯ ПУТЕЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ГЕОЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

**Аннотация:** приводятся результаты геоэлектрохимических исследований на известных месторождениях углеводородов, которые позволяют проследить пути их миграции и решать прикладные задачи, связанные с эксплуатацией газохранилищ.

**Ключевые слова:** нарушение физико-химического равновесия, вторичные ореолы рассеяния, геоэлектрохимические исследования, контроль миграционных путей.

Известно, что над месторождениями углеводородов (УВ) формируются вторичные ореолы рассеяния микроэлементов [1]. Одним из главных факторов их возникновения и существования является нарушение физико-химического равновесия горных пород и водных растворов – Eh и pH, чему способствует вертикальная миграция УВ из залежей. Отложения нефтегазоносных структур характеризуются, как правило, щелочной, либо нейтральной обстановкой ( $\text{pH} \geq 7$ ). В этом случае хорошо растворяются и легко мигрируют  $\text{Mn}^{(4+)}$ ;  $\text{Ca}^{(6+)}$ ;  $\text{V}^{(5+)}$  и другие элементы. Такие элементы, как  $\text{Ba}^{(2+)}$ ;  $\text{Cr}^{(2+)}$ ;  $\text{Zn}^{(2+)}$ ;  $\text{Mn}^{(2+)}$ ;  $\text{Ni}^{(2+)}$ ;  $\text{Cr}^{(3+)}$  и др. весьма подвижны при  $\text{pH} \leq 6$ . В щелочной среде миграция многих из этих элементов затруднительна, поэтому в этих условиях они обладают способностью к накоплению. В результате формируется ассоциация типоморфных эпигенетических многовалентных элементов:  $\text{Fe}^{(2+, 3+, 6+)}$ ,  $\text{Cu}^{(2+, 6+)}$ ,  $\text{V}^{(2+, 3+, 4+, 5+)}$  и др., образующих над залежами УВ в «силу геохимического закона» кольцевые аномалии [1, с. 36].

Переход от анализа валовых концентраций этих микроэлементов к исследованию подвижных форм их нахождения лег в основу разработанного лабораторного варианта нефтегазопоисковых геоэлектрохимических исследований [2; 3].

Примеры, подтверждающие наличие вертикальной миграции УВ и наличия кольцевых аномалий над залежами приводятся

## Новые технологии в газовой промышленности

---

на рис. 1 и 2. В ходе исследований образцов керна двух скважин месторождения Чангыр-Таш (Ферганская впадина), расположенных вне (скв. 4) и внутри контура нефтегазоносности (скв. 1), в интервале глубин 0–800 м, были определены концентрации V, Ni, Pb и др. до и после пропускания тока. Для них рассчитан относительный параметр  $\Delta U$  и проанализировано его изменение по разрезу скважин (рис. 1).

По разрезу внутриконтурной скважины выделяются аномальные зоны повышенных значений  $\Delta U$  от 1,5 ед. по Ni, Mn до 10 ед. для Pb в интервалах 100–120 м, 240–320 м, 440–560 м. Причиной возникновения которых является вертикальная миграция УВ из залежи и накопление микроэлементов в подвижной форме в зонах геохимических барьеров. В законтурной скважине аномальные участки отсутствуют.

Изучение физико-химической обстановки проведено на Вольновском нефтяном месторождении (Рязано-Саратовский прогиб). Геоэлектрохимические исследования выполнены с целью изучения окислительно-восстановительной обстановки поверхностных отложений. Результирующие материалы представлены в виде карты комплексного геоэлектрохимического параметра  $K_{\text{овп}}$ , главным элементом которой является кольцевая аномалия повышенных значений этого параметра до 5–7 и более отн. ед., окаймляющая месторождение (рис. 2). Подобные результаты получены на различных месторождениях УВ в других регионах [4].

Приведенные в работе результаты являются основанием для опробования технологии проведения геоэлектрохимических исследований на подземных хранилищах газа, с целью контроля миграции УВ из мест хранения в вышележащие горизонты.

### *Список литературы:*

1. Архипов А.Я. Геохимические методы поисков месторождений нефти и газа / А.Я. Архипов, Е.В. Кучерук, А.В. Петухов. – М.: ВИНТИ, 1980. – С. 106.
2. Патент 2178189 РФ, МКИ G01V3/00 Способ геоэлектрохимического прогнозирования нефтегазоносности / В.Ю. Шигаев, С.И. Михеев, Ю.Г. Шигаев (РФ; Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики). – №2000125434/28; Заявл. 09.10.00; Опубл. 10.01.02. Бюл. №1 (II ч). – С. 393.
3. Патент 2416115 РФ, МПК G01V0/00, Способ геоэлектрохимического прогнозирования нефтегазоносности / В.Ю. Шигаев, Ю.Г. Шигаев (РФ; ГОУ ВПО «Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»). – №2009147832/28, Заявл. 22.12.2009; Опубл. 10.04.11. Бюл. №10.
4. Шигаев В.Ю. Геоэлектрохимические исследования геологической среды / В.Ю. Шигаев. – Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2012. – 184 с.

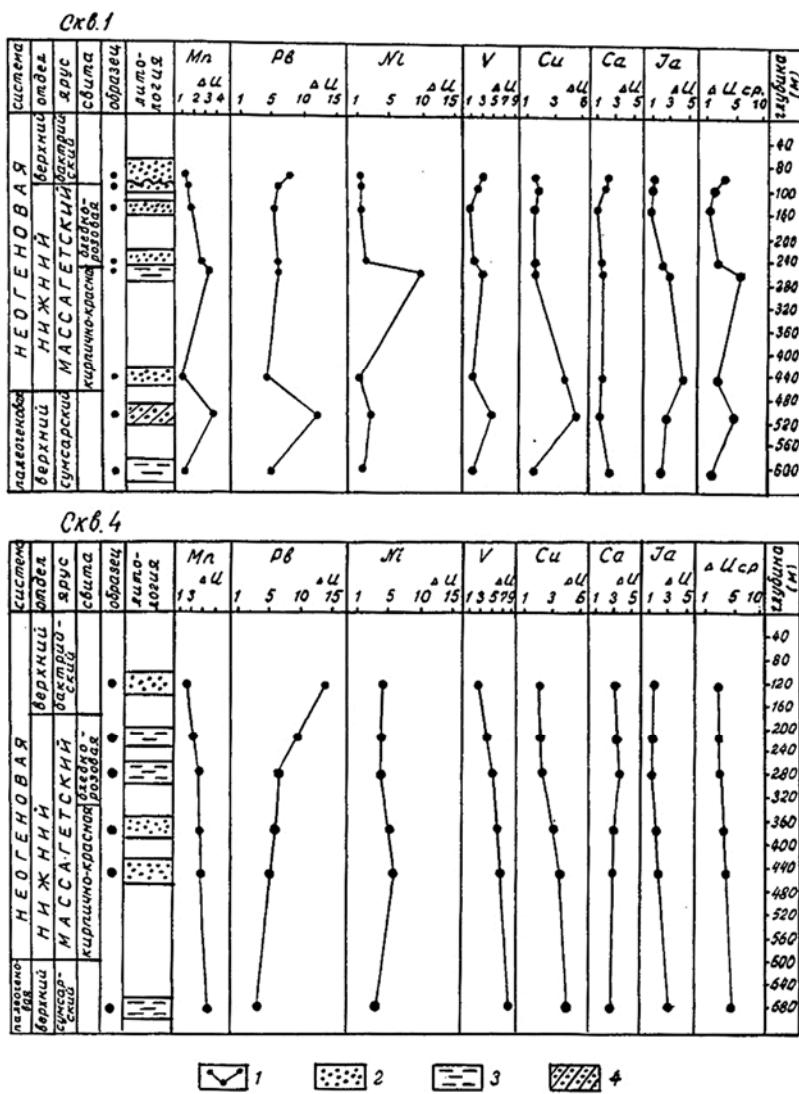


Рис. 1. Результаты геоэлектрохимических исследований на месторождении Чантыр-Таш. 1 – кривая распределения  $\Delta U$ ; 2 – песчаники; 3 – глины; 4 – нефтяная залежь

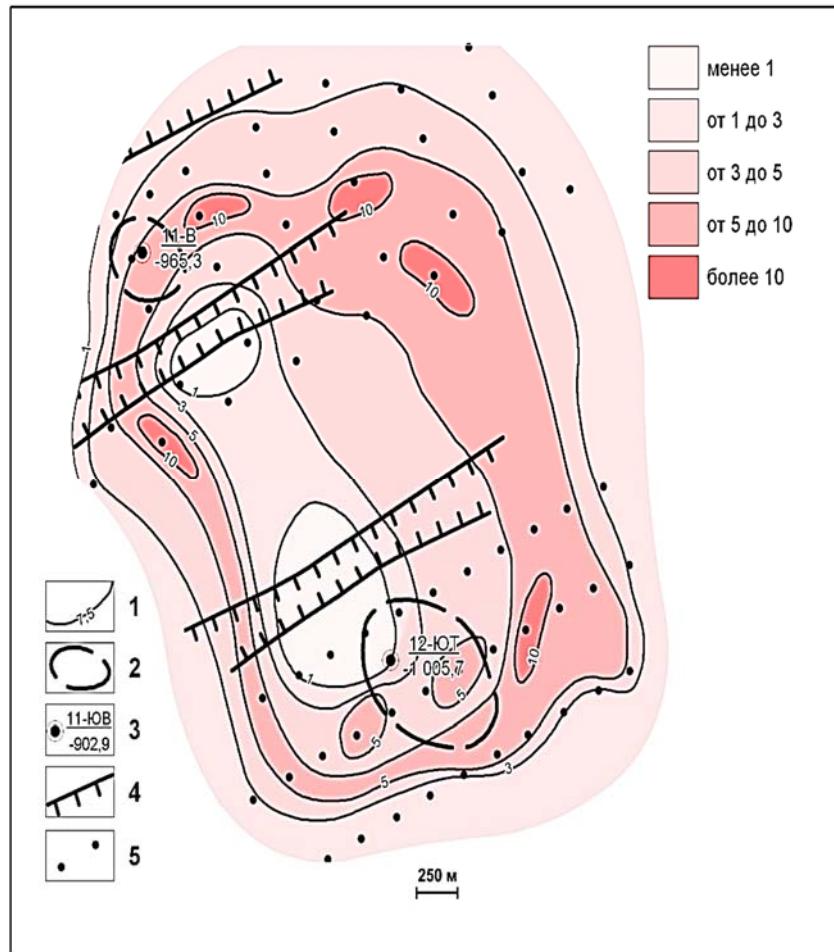


Рис. 2. Вольновская площадь. Схема распределения.  
Условные обозначения: 1 – изолинии; 2 – схематическое  
положение ловушки; 3 – скважины;  
4 – граница зоны отсутствия коллекторов

УДК 550.82

*Руднев Сергей Александрович*  
магистрант 2 курса геологического факультета  
*Тойо Бетси*  
магистрант 2 курса геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

## ПРИМЕНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МЕТОДИК ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА КАРОТАЖНЫХ МАТЕРИАЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЕНЕСУЭЛЫ

*Аннотация:* в статье проведена интерпретация каротажных данных геофизических исследований скважин (ГИС) месторождения Тиа-Хуана, расположенного в Венесуэле, отечественными методиками. Доказана применимость отечественных методик для интерпретации данных ГИС. Показано высокое значение петрофизического обеспечения интерпретации ГИС.

*Ключевые слова:* интерпретация, геофизические исследования скважин, Тиа-Хуана.

Венесуэла по запасам углеводородного сырья занимает 1 место в Южной Америке. В настоящее время выявлено более 250 месторождений нефти и 10 месторождений газа. В пределах одного лишь Маракайбского нефтегазоносного бассейна открыто 64 месторождения нефти, в том числе уникальная прибрежно-морская зона нефтегазонакопления Боливар [1]. В связи с изложенным выше отечественные и зарубежные нефтяные компании проявляют существенный интерес к разработке месторождений углеводородов на территории данного государства. Среди отечественных компаний наибольшей долей в разработке месторождений нефти и газа обладают ПАО «Лукойл» и ПАО «Газпром». Поэтому задача оценки качества месторождений и их запасов представляют для России особый интерес.

В нашем распоряжении оказались материалы промыслового-геофизических исследований скважин на месторождении Тиа-Хуана, расположенному в штате Сулия. Продуктивный пласт представлен песчаниками эоценового отдела, мощностью до 200 метров, с прослойями сланцев, толщиной до 15 м. Пласт моноклинально наклонён в юго-юго-восточном направлении на 5 до 6 градусов. Структура экранирована дислокационными нарушениями системы сбросов. Комплекс каротажа включает методы самопроиз-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

вольной поляризации, ГГК-П, кавернометрию, боковой и гамма каротаж.

В настоящей работе сделана попытка провести интерпретацию каротажных материалов, полученных на оборудовании компании Halliburton по российским методикам, с целью выделения коллекторов и определения коэффициентов глинистости, пористости и нефтегазонасыщения.

Для выделения коллекторов были использованы методы кавернометрии и самопроизвольной поляризации. Выделенный пласт-коллектор характеризуется минимальными отклонениями кривой ПС от нулевой линии, а также уменьшением диаметра скважины, по сравнению с номинальным диаметром [2].

По данным ГК в породах, как с рассеянной, так и со слоистой глинистостью, определили глинистость  $C_{\text{гл}}$  на основе корреляционной связи между показаниями  $\Delta J_{\gamma}$  и величиной  $C_{\text{гл}}$  [3]. Здесь  $\Delta J_{\gamma}$  определяется выражением:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{(J_{\gamma} - J_{\gamma}^{\text{мин}})}{(J_{\gamma}^{\text{макс}} - J_{\gamma}^{\text{мин}})},$$

где  $\Delta J_{\gamma}$  – двойной разностный параметр;

$J_{\gamma}$  – показания ГК против исследуемого пласта;

$J_{\gamma}^{\text{мин}}$  и  $J_{\gamma}^{\text{макс}}$  – показания против опорных пластов, глинистости которых известны.

При интерпретации была использована зависимость относительной интенсивности естественного гамма-излучения  $\Delta J_{\gamma}$  от глинистости горных пород  $C_{\text{гл}}$  для ближнего правобережья Волги, в первом приближении равная [2]:

$$C_{\text{гл}} = 0,52 * \Delta J_{\gamma}.$$

Определение коэффициента пористости было осуществлено по данным ГГК-П, с применением зависимости [4]:

$$K_n = \frac{\delta_{\text{ск}} - \delta_{n1}}{\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{ж}}} - K_{\text{ел}} \frac{\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{ел}}}{\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{ж}}},$$

где  $\delta_{n1}$  – плотность исследуемого пласта;

$\delta_{\text{ск}}$  – плотность скелета;

$\delta_{\text{ж}}$  – плотность жидкости;

$K_{\text{ел}}$  – коэффициент объёмной глинистости.

Плотность скелета породы определена лабораторно и составляет 2,65 г/см<sup>3</sup>, а плотность пластового флюида – 1,05 г/см<sup>3</sup>.

Для определения коэффициента нефтегазонасыщения  $K_{нг}$  пласта-коллектора по удельному сопротивлению породы была использована зависимость [2]:

$$K_{нг} = 1 - \sqrt{P_n * \rho_b - \rho_n},$$

где  $P_n$  – параметр пористости (определен по палетке и составил 15);

$\rho_b$  – удельное электрическое сопротивление пластового флюида (определен по палетке и составило 0,032 Ом\*м);

$\rho_n$  – удельное электрическое сопротивление исследуемого пласта.

В интервале 1535–1569 м. выделен пласт-коллектор, характеризующийся низкими значениями диаметра ствола скважины и разности потенциалов. Значения разности потенциалов в представленном интервале составляют – 50 мВ. Рассчитанные значения коэффициента глинистости для данного пласта составили 25% при общей пористости 24%. Перечисленные выше параметры были определены при помощи методик, активно применяемых на территории Российской Федерации, и хорошо согласуются с результатами, полученными при применении методик специалистов Венесуэлы.

Финальным этапом проведённой работы стало определение коэффициента нефтегазонасыщения выявленного пласта-коллектора по российской методике, описанной выше. Проведённые расчёты показали, что коэффициент нефтегазонасыщения исследуемого пласта составляет 0,88. Однако рассчитанный по зарубежной методике коэффициент нефтегазонасыщения составил 0,39. Как видно из полученных данных, представленные результаты существенно отличаются друг от друга.

Сделан вывод о необходимости корректировки исходных данных при расчёте коэффициента нефтегазонасыщения. В связи с этим, удельное электрическое сопротивление воды было определено по результатам лабораторных исследований и составило 0,92 Ом\*м. Используя новые данные, рассчитанный коэффициент нефтегазонасыщения исследуемого пласта, с применением российских методик, составил 0,37.

Анализ полученных данных свидетельствует о применимости российских методик для интерпретации геофизических исследований скважин месторождений Венесуэлы. Однако для получения репрезентативных результатов необходимо использование петрофизических зависимостей, полученных при помощи лабораторных исследований каменного материала и пластового флюида.

#### *Список литературы*

1. Мартинез А. Месторождения - гиганты Венесуэлы. – М.: Мир.1973.
2. Головин Б.А. Комплексная интерпретация данных ГИС: Учебное пособие / Б.А. Головин, М.В. Калинникова, А.Н. Кукин. – Саратов: Изд-во Гос. УНИЦ «Колледж», 2011. – 40 с.
3. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
4. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учебное пособие. – М., 2013. – 95 с.

*Соломон Максим Валерьевич*

студент 2 курса геологического факультета

*Мустаков Мансур Асылбекович*

магистрант 2 курса геологического факультета

*Радзиеевская Ольга-Мария Александровна*

аспирант геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

## **ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ПОЛИГАЛИТОВОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЕРМСКОЙ СОЛЕНОСНОЙ ФОРМАЦИИ В ПРЕДЕЛАХ ШАРЛЫКСКОЙ ПЛОЩАДИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ**

**Аннотация:** в статье рассмотрены вопросы, касающиеся палеогеографических аспектов формирования бесхлорных калийных солей – полигалитов, их поисков и разведки. Выявлены участки разреза галогенных пород с повышенным содержанием  $K_2O$  (до 13%), которые связаны с полигалитовыми пропластками.

**Ключевые слова:** галогенные отложения, полигалиты, калийные соли.

Пермская соленосная формация занимает достаточно значительную территорию Русской плиты и ее мощность может достигать несколько километров. Соленосная формация содержит уникальные скопления сульфатных и хлоридных калийных и магниевых солей, бора, серы и других полезных ископаемых, разработка которых в последние годы активизируется [1].

Поисковые работы, в частности, на полигалиты в нашей стране на протяжении периодов СССР – современная Россия, проводились с целью выявления крупных залежей горно-химического сырья для удовлетворения потребностей сельскохозяйственного производства в бесхлорных формах калийных удобрений. Актуальным остается вопрос о полном удовлетворении спроса на внутреннем рынке и сохранении современного уровня экспорта. Для этого, по данным [2], объём производства калийных удобрений в стране должен составлять не менее 10,5–11,5 млн т.  $K_2O$ . Для достижения такого уровня производства необходимо провести ускоренную подготовку новых сырьевых объектов. Таковым перспективным районом является Предуральско-Прикаспийский калиеносный бассейн.

Для решения прикладных задач и прогноза добычи бесхлорного калийного сырья необходимо проанализировать палеогеограф-

фические особенности формирования пермской галогенной формации (рис. 1).

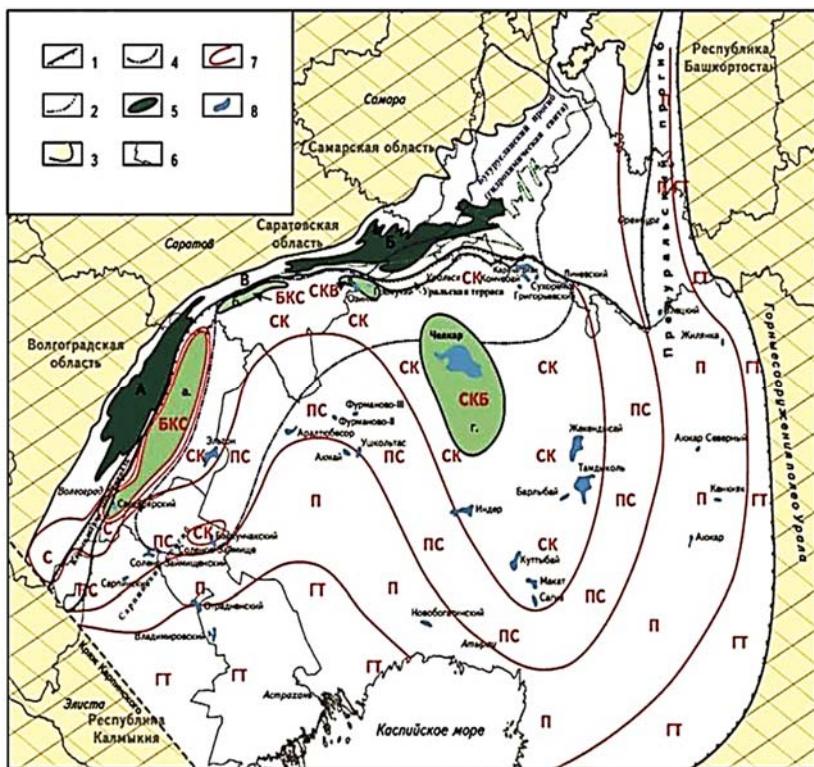


Рис. 1. Палеогеологическая карта пермского этапа соленакопления юго-восточной части Русской плиты

*Условные обозначения к рисунку 1: 1 – граница бортового уступа, 2 – границы соляных отложений, 3 – смежные территории, 4 – глубинные нарушения, разделяющие границы распространения, 5 – калийно-магниевые соли, 6 – наземная гидросеть, 7 – границы соленосных отложений: ПС – полигалит-сильвинитовые соли, СК – сильвин-карналитовые, ГТ – галитовые, 8 – озерные структуры.*

Соленакопление, как известно, началось с отложения каменной соли волгоградской свиты. По мере заполнения Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба площадь ее накопления расширялась и захватывала наиболее опущенные в это время прибор-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

товые зоны впадины и прогиба (районы Соль-Илецкого выступа и Восточно-Оренбургского свода) – рисунок 1. [3].

*Балыкский этап соленакопления* отразил существование новой серии палеопрогибов и палеоподнятий, расположенных за пределами распространения каменной соли волгоградской свиты. Своеобразие этого этапа определяется проявлением сульфатной и хлоридной калийной минерализации, ярко выраженной ритмичности соленосного разреза за счет чередования пластов ангидрита, каменной соли, полигалитов и реже сильвинитов. В обрамлении Прикаспийской впадины соленакопление этого этапа отразило существование двух крупных палеопрогибов: Приволжского на волгоградской территории и Саратовско-Оренбургского, разделенных Ровенско-Мокроусовской седловиной (рис. 1). Полигалитовые реперные пласти прослеживаются практически на всей территории, за исключением участков палеоподнятий. Высокие концентрации полигалита, реже сильвинита возникали в небольших бассейнах, которые характеризовались повышенной изолированностью и более высокой концентрацией рапы (Гремячинская, Южно-Умётовская, Октябрьская площади). В таком локальном бассейне сформировалось и Шарлыкское месторождение полигалитов в Оренбургской области [4].

*Луговской этап соленакопления* происходил уже в условиях выровненного палеорельефа и завершился отложением полигалитовых, полигалит-карналлитовых пород. Увеличенные мощности отмечены в Приволжском и Саратовско-Оренбургском прогибах.

*Погожский этап соленакопления* характеризовался наибольшим сгущением рапы и формированием в конце этапа бишофитового пласта с карналлит-сильвинитовой оторочкой (Приволжский прогиб, локальные прогибы Ровенско-Мокроусовской седловины). В краевых частях прогибов накапливались карналлит-сильвинитовые и сильвинитовые породы. В пределах Саратовско-Оренбургского прогиба продуктивный пласт погожской ритмопачки представлен в западной части сильвинит-карналлитовой фацией мощностью до 30 м (западная часть) и сильвинитовой до 10 м в восточной части [4; 5].

*Антиповский этап соленакопления* характеризуется некоторым распреснением вод бассейна. В это время высокой степени минерализация морских растворов достигала только на Приволжской моноклинали, в пределах которой кристаллизовался бишофит. Уменьшилось и поле распространения полигалит-карналлит-сильвинитовых пород. На остальной территории происходило осаждение преимущественно сульфатов и в незначительном количестве – каменной соли без признаков калийной седиментации [4; 5].

*Пигарёвский, долинный и озерский* этапы соленакопления отличались дальнейшим распреснением вод соленосного бассейна без значительных «вспышек» калийной минерализации.

Как было сказано ранее, месторождение полигалита установлено на Шарлыкской площади Предуральско-Прикаспийского калиеносного бассейна.

Административно изучаемая территория расположена в пределах Оренбургской области. В геологическом отношении изучаемый объект охарактеризован достаточно полно, имеется широкая сетка опорных (параметрических, оценочных, разведочных) скважин, которые заложены, в основном, только на поиск нефти и газа. Однако с 1959 г. в Оренбургском Приуралье начали проводиться геологоразведочные работы на поиски и разведку месторождений калийных солей [3]. Основным объектом исследований являются калиеносные сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса (иренский горизонт). В пределах Шарлыкской площади, включая Ивановскую и Салмышскую, в верхнеиренском подгоризонте выделяется не более 6 седиментационных циклов [3]. Согласно схеме И.Н. Тихвинского [3], первый (I) цикл соответствует улаганским слоям, II–VI циклы – эльтонским. Улаганские слои (I цикл) развиты на всей площади исследований, представлены в основном ангидритом и прослоями полигалита. Анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует о широком распространении полигалитсодержащего ангидрита в южной и юго-восточной частях Шарлыкской площади. Мощность ангидритового пласта, по данным предшествующих исследователей, изменяется по площади в широких пределах от 8–13 до 20–30 м. В скважине № 1П мощность ангидритов составляет 9,4 м, в скважине № 2П – более 21 м. Полигалитовая минерализация здесь связана уже с полигалит-галитовой породой. Эльтонские слои (циклы II–VI) распространены на всей площади исследований. Цикл II представлен в основании ангидритом с включениями каменной соли, реже доломита и полигалита. Мощность ангидритового и галит-ангидритового пластов изменяется от 5,0 до 14,2 м. Цикл III также представлен в основании ангидритом, а выше пластом каменной соли с различным соотношением не эвапоритовых минералов. В ангидрит-галитовой и галит-ангидритовой породах содержание ангидрита изменяется в пределах 27,8–81,7%, галита от 4,7 до 67,5%, доломита от 0,4 до 4,3%, кизерита от 0,6 до 7%, полигалита от 0,3 до 2,8%. Цикл IV представлен относительно выдержаным составом ангидритов и каменных солей в пределах всей площади. Цикл V имеет прихотливую границу распространения, плавно изменяясь от широтного до меридионального направлений и представлен ангидритом и каменной солью. Содержание ангидрита колеблется от 72,8 до 88,9%, галита от 1,4 до 7,1%, доломита от

## Новые технологии в газовой промышленности

---

1,0 до 11,3%, кизерита от 0 до 3,3%. Содержание галита изменяется от 72,8 до 88,9%, ангидрита соответственно от 6,4 до 22,5% и от 0,5 до 7,1%. Цикл VI завершает разрез эльтонских слоев на Шарлыкской площади. Форма его границы в западной части площади почти повторяет границу цикла V, но площадь распространения несколько меньше (соляной пласт 7). Представлен ангидритом и каменной солью. Из приведенного выше материала можно отметить, что в разрезе галогенной толщи присутствуют смешанные (полиминеральные) разновидности с различными сочетаниями породообразующих минералов (галита, ангидрита, доломита и реже полигалита) в виде включений, стяжений, переслаивающихся слойков. Основными минералами галогенной толщи являются галит и ангидрит, содержание которых достигает в относительно мономинеральных слоях 70–99%. Полигалит образует как включения, так и отдельные слои (горизонты) в галогенной толще. Содержание его в виде включений в основных галогенных породах изменяется от 0 до 3–5%, в смешанных породах – от 6–7 до 30–49%, а в почти мономинеральных слоях – колеблется от 52 до 79%.

Таким образом, калийная минерализация в пределах Шарлыкской площади связана в основном с улаганскими слоями верхне-иренского подгоризонта. Также однозначно установлено, что калийные соли представлены здесь полигалитом, с содержанием  $K_2O$  от 6 до 13%. Присутствует он чаще в виде примеси в ангидритах и каменных солях, реже образует среди них почти мономинеральные прослои. Для однозначности решения вопроса о рентабельности добычи и оценки запасов по категории С2 рекомендуется проходка не менее 5-ти разведочных скважин глубиной 800 м, а после их проходки – опытных гидродобывающих скважин.

### *Список литературы*

1. Кореневский С.М. Геология и условия формирования калийных месторождений Прикаспийской синеклизы и Южно-Предуральского прогиба / С.М. Кореневский, М.Л. Воронова. – М.: Недра, 1966. – 375 с.
2. Баталин Ю.В., Вишняков А.К., Чайкин В.Г. Развитие минерально-сырьевой базы калийных солей // Разведка и охрана недр. – 2003. – №3. – С. 19–24.
3. Тихвинский И.Н. Закономерности распространения калийных солей в Предуральско-Прикаспийском бассейне // Сов. геол. – 1976. – №2. – С. 102–113.
4. Писаренко Ю.А. Модель пермского этапа соленакопления юго-восточной части Русской плиты и её значение для поиска месторождений нефти и газа и различных видов полезных ископаемых / Ю.А. Писаренко, В.Ю. Писаренко, О.С. Киреенко, О.П. Гончаренко // Геология нефти и газа. – 2011. – №1. – С. 44–52.
5. Goncharenko Olga, Pisarenko Yury, Moskovskij Georgy. Paleogeographic Peculiarities of Potassium-Magnesium Salt Generation in the Southeast of the Russian Plate // Acta Geologica Sinica. Journal of the Geological of China. – Vol. 88. – Supp. 1. – 2014. – P. 240–242.

УДК 551.763.33 (470.4)

**Рябов Илья Павлович**

студент 4 курса геологического факультета

**Ильинский Егор Игоревич**

студент 4 курса геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

## **ТУРОН-КОНЬЯКСКИЕ КОМПЛЕКСЫ БЕНТОСНЫХ ФОРАМИНИФЕР И БРАХИОПОД В РАЗРЕЗЕ «ОЗЕРКИ-02»**

**Аннотация:** на территории Поволжья продолжаются работы по изучению отложений верхнего мела, обусловленные совершенствованием региональной стратиграфической схемы. Внимание уделено обоснованию границ стратиграфических подразделений, которые основываются на результатах биостратиграфических изысканий. Наряду с изучением макрофауны, применены и результаты исследований микрофаунистических комплексов – ассоциаций бентосных фораминифер.

**Ключевые слова:** Поволжье, верхний мел, брахиоподы, бентосные фораминиферы.

При изучении туронского-коньякского интервала терригенных и карбонатных пород в разрезе «Озерки-02», помимо микрофаунистического анализа по бентосным фораминиферам, использованы данные по таксономическому составу и распределению брахиопод. Анализ макро- и микрофауны по данному местонахождению приводится впервые.

Разрез «Озерки-02» – высокий, до 22 м, почти вертикальный обрыв по правому борту оврага. Он расположен по середине линии субширотного профиля разрезов «Озерки-01 – Озерки-02 – Озерки-03». Один из этих разрезов в 1971 году посещали Г.Г. Поплавская и Н.С. Морозов, однако описания разреза составлено не было, результаты микрофаунистического опробования не были опубликованы. В 2007 году разрезы были описаны и опробованы Е.М. Первушовым, А.С. Лашинным, В.А. Фоминым и Н.Ю. Зозуревым. В последующем в изучении этих разрезов принимали участие В.М. Харитонов, В.Б. Сельцер, Е.А. Калякин и авторы этой публикации.

«Озерки-02» – наиболее стратиграфически полный и представительный по мощности разрез турон-коньякских пород на западе Саратовской области. Здесь выделяется карбонатная толща, под-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

стилаемая песками и перекрывается со стратиграфическим несогласием плотными мергелями с «губковым» горизонтом. Карбонатная толща монотонна, нижняя часть – песчанистая. Отбор образцов на микрофауну проводился с интервалом в 0,5 м. Для извлечения раковин фораминифер использовался метод сплавления с глауберовой солью. Далее полученный порошок отмучивался, высушивался и разделялся на фракции ситами с ячейй 0,4; 0,315; 0,2 и 0,1.

По итогам изучения комплексов фораминифер были выделены ряд биозон в соответствии с представлениями В.Н. Беньяновского [2].

В интервале мощностью 0,8 м от подошвы карбонатной толщи выделена зона *Gavelinella nana* LC3 (нижний турон). Фораминиферовый комплекс представлен агглютинирующими *Arenobulimina minima* (Vass.) и секреционными *Gavelinella vesca* (Akim.), *G. ammonoides* (Reuss) (единично), *Grammostomum* (?) *kueshensis* Vass., *Bolivinita simplex* Vass., *B. eouvigeriniformis* Kell., *Berthelina berthelini* (Kell.), *Gyroidina nitida* (Reuss) и др.

Выше, в интервале мощностью около 2,5 м, выделена зона *Gavelinella moniliformis moniliformis*/*Gavelinella ammonoides* LC4 (средний – верхний турон). Здесь, помимо фауны встреченной ниже, постоянно отмечаются единичные находки *Reussella carinata* Vass., *Gavelinella ammonoides* (Reuss). Появляются агглютинирующие формы: *Arenobulimina orbignyi* (Reuss), *Praebulimina reussi* (Morrow) и секреционные *G. moniliformis* (Reuss), *G. praeinfrasantonica* (Mjatl.), *Valvulineria lenticula plummerae* (Reuss), *Cibicides pollyraphes* (Reuss) и др., в верхней части интервала практически исчезают *Berthelina berthelini* (Kell.), *Bolivinita simplex* Vass.

Выше, в интервале мощностью около 1,7 м, выделяется зона *Stensioeina emscherica* / *Pseudovalvulineria kelleri* *kelleri* LC6 (нижний коньк), в подошве которой исчезают многие туронские виды, комплекс значительно обедняется, появляются виды-индексы *Gavelinella costulata* (Mjatl.), *G. umbilicatula* (Mjatl.), единичные *Stensioeina emscherica* (Baryschn.). В целом комплекс представлен агглютинирующими *Ataxophragmium compactum* (Brotz.), *Pyramidina buliminoides* (Brotz.) и секреционными *Gyroidina turgida*, *Valvulineria lenticula plummerae* (Reuss), *V. laevis* (Brotz.), единичными *G. vombensis* [(*G. infrasantonica*)] и др. В прикровельной части отмечаются последние находки *Gavelinella moniliformis ukrainica* Vass.

Брахиоподы распределены в разрезе неравномерно. В верхней его части, в «губковом» горизонте, встречены фосфатизированные ядра брахиопод. Как правило, ядра сильно окатаны и лишь в редких случаях сохраняются морфологические признаки, позволяющие сделать определения на уровне рода: *Gibbithyris* sp. (Sow.) [1]. В основании карбонатной части разреза, в песчано-карбонатной породе уста-

новлены полости растворения от раковин брахиопод. Здесь же найдено некоторое количество целых раковин. Тонкостенные индивиды, как правило, сдавлены, реже встречаются и недеформированные экземпляры: *Gibbithyris semiglobosa* (Sow.), *Concinnithyris obesa* (Sow.) и ювенильная форма, диагностируемая как *Gyrosaria* cf. *lata* (Etheridge) [3; 4]. Схожий комплекс брахиопод, встречен также в разрезах туронских отложений, местонахождений Нижняя Банновка и Чухонастовка-2.

Таким образом, по результатам макро и микрофаунистического анализа по комплексам бентосных фораминифер и брахиопод был подтвержден турон-коньякский возраст карбонатного интервала пород. Нижнетуронские и коньякские комплексы пород впервые достоверно установлены на территории Поволжья. Также было получено представление о видовом разнообразии фораминифер и брахиопод для турон-коньякского комплекса отложений местонахождения «Озерки-02». Здесь впервые в правобережном Поволжье на основе микрофaуны доказано наличие нижнетуронских и коньякских образований.

*Список литературы*

1. Астафьева К.А. Brachiopoda. Брахиоподы [Текст]: Атлас верхнемеловой фауны Северного Кавказа и Крыма / К.А. Астафьева; ред. М.М. Москвин. – М.: Гос. науч.-техн. изд-во нефт. и горно-топл. лит-ры; Тр. ВНИИГаз, 1959. – С. 221–236.
2. Беньяковский В.Н. Схема инфразонального расчленения верхнего мела Восточно-Европейской провинции по бентосным фораминиферам Статья 1. Сеноман-коньяк [Текст]: Статья // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – Т. 16. – №3. – 2008. – С. 36–46.
3. Кац Ю.И. Тип Brachiopoda – Брахиоподы [Текст]: Атлас верхнемеловой фауны Донбасса / М.Я. Бланк, Г.Я. Крымгольц, Д.П. Найдин, О.В. Савчинская; ред. Г.Я. Крымгольц. – М.: Недра, 1974. – С. 240–275.
4. Sklenar J., Simon E. Brachiopod Gyrosaria Cooper, 1973-a comparative palaeoecological, stratigraphical and taxonomical study // Bulletin of Geosciences. – V. 84. – №3. – 2009. – P. 437–464.

Соломон Максим Валерьевич

студент геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский

государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»

г. Саратов, Саратовская область

## ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ БОРНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

**Аннотация:** в статье рассмотрены особенности распространения боратов в галогенных отложениях прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Приведен анализ данных по геохимии экзогенного рудонакопления. Установлены условия кристаллизации боратов, и выявлены основные факторы, контролирующие процессы рудоотложения бора в пермских солеродных бассейнах и связь с ними залежей боратов.

**Ключевые слова:** борная минерализация, Прикаспийская впадина, пермский галогенез Прикаспия.

Проявления борной минерализации известны в галогенных отложениях почти всех систем фанерозоя. В пермский и неогеновый периоды масштабы боронакопления, как и разнообразие минеральных видов боратов, имели наиболее интенсивное проявление, причем характер эпигенетических процессов минерало- и рудообразования бора приобрел в это время качественно новые черты, проявившиеся прежде всего в образовании его промышленных скоплений. Исследования по изучению особенностей накопления борных минералов с образованием их рудных скоплений в пределах Прикаспийской впадины проводились рядом исследователей [1–3]. Актуальным остается вопрос, касающийся западного и юго-западного обрамления и южной части Прикаспия. К тому же, имеются разносторонние взгляды, касающиеся условий формирования борных минералов в галогенных формациях. Цель данной работы – выявление факторов, контролирующих процессы рудоотложения бора в пермских солеродных бассейнах и связь с ними залежей боратов. В связи со сказанным, для решения прикладных задач и прогноза добычи борного сырья в пределах Прикаспийской впадины, необходимо учитывать особенности геохимии экзогенного рудонакопления, протекающего на фоне эвапоритового породообразования. Принимая во внимание теоретические представления и экспериментальные данные, опубликованные в работах Т.В. Галаховской и А.И. Перельмана [4; 5], можно констатировать, что основные особенности геохимии бора в экзогенном минералообразовании, определяются тем, что бор как типичный металлоид обладает, по Л. Полингу, промежуточными свойствами

между свойствами металлов и неметаллов. В связи, с чем в термодинамических условиях земной коры он проявляет склонность к образованию скорее кислородных кислот, чем катионов в слоях. Согласно геохимической классификации А.И. Перельмана [5], бор относится к группе анионогенных элементов, подвижных в экзогенных условиях. Структура электронной оболочки бора предопределяет характер его взаимодействия с другими элементами, миграционные свойства, способность к концентрации с образованием залежей борных минералов с одной стороны и способность к рассеянию в горных породах – с другой. В строении кислородных соединений бора, в виде которых он преимущественно встречается в природе, участвуют как треугольные –  $\text{B}(\text{OH})_3^-$ , так и тетраэдрические –  $\text{B}(\text{OH})_4^-$  – структурные группы (рис. 1). Причем дальнейшие сочленения конфигураций подобны структурам силикатов. Объединение треугольных групп бора в единые комплексы определяется его концентрацией в водных растворах и pH среды минералообразования. Эти два фактора, по мнению многих исследователей, являются определяющими в экзогенной геохимии бора.

Именно треугольные и тетраэдрические группы –  $\text{B}(\text{OH})_3^-$ ,  $\text{B}(\text{OH})_4^-$  (монаядерные комплексы) являются основной формой нахождения бора в растворах земной поверхности, причем его содержание не превышает сотых или десятых долей граммов на литр. В кислой среде ион  $\text{B}(\text{OH})_3^-$  образует сассолин, при относительно невысоком содержании бора – около 8–10 г/кг.

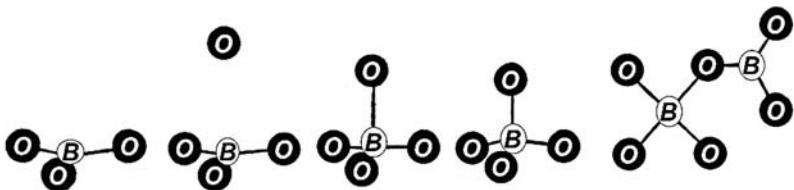


Рис. 1. Переход от треугольника  $\text{BO}_3$  к тетраэдру  $\text{BO}_4$  и гибридной конфигурации  $\text{BO}_3-\text{BO}_4$ .

Ионы  $\text{B}(\text{OH})_4^-$  в водных растворах, насыщенных натрием или медью, образуют комплексы  $\text{Na}[\text{B}(\text{OH})_4]_2$  или  $\text{Cu}[\text{B}(\text{OH})_4]_2$ . В щелочной среде, богатой хлором, такие комплексы осаждаются в составе типлеита. При взаимодействии  $\text{B}(\text{OH})_4^-$  с сульфатными и карбонатными ионами, кремнеземом, с ионами мышьяка и фосфора, происходит образование хорошо диссоциированных комплексных анионов типа  $[\text{SO}_4]^{2-}[\text{B}(\text{OH})_4]^{4-}_2$ ,  $[\text{CO}_3]^{2-}[\text{B}(\text{OH})_4]^{4-}_2$ ,  $[\text{B}(\text{OH})_4]^{2-}[\text{SiO}_4]^{2-}$ ,  $[\text{B}(\text{OH})_4]^{2-}[\text{AsO}_4]^{3-}$ ,  $[\text{B}(\text{OH})_4]^{2-}[\text{PO}_4]^{3-}$ . По данным [6] из монаядерных комплексов в экзогенных условиях могут образовываться такие разновидности боратов как: сассолин, метаборит, типлеит, сульфаборит, пинноит, карбобарит, боросиликаты – данбурит, сирлезит, а также канит и люнебургит. Наряду с моно-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

ядерными комплексами в водных растворах часто образуются сложные *полиядерные соединения*. По мнению А.Ф. Горбова [3], они имеют огромное значение в геохимии бора. При концентрации бора 2–4 г/кг и значениях pH более 7 они становятся доминирующими формами. По мере возрастания концентрации бора в водных растворах от 0, п до 4–6 г/кг при стабильном pH происходит увеличение его полиядерных комплексов. При этом в слабокислой и щелочной среде возникают качественно новые формы бора – изополиборные анионы [3]. Наиболее многочисленными среди них являются двухосновные тетра- и трибораты. Все двухосновные трибораты являются солями кальция и магния, тогда как двухосновные тетрабораты имеют катионную часть, заполненную как щелочными, так и щелочноземельными металлами. Итак, образование изополионов является необходимой предпосылкой для осаждения экзогенных боратов – иньоит или бура. Причем иньоит, курнаковит, индерит и хунчжайт осаждаются из растворов с повышенной концентрацией кальция и магния [3]. Бура осаждается из растворов с повышенной концентрацией бора и натрия, находясь в ассоциации с галитом, троной, мирабилитом и другими легкорастворимыми солями натрия. Выделение бора в осадок в виде тех или иных боратов во многом зависит от содержания в растворе сульфатных ионов, которые существенно влияют на соотношение катионов кальция, магния и натрия [4–5]. При минимально допустимых концентрациях бора его полианионы осаждаются катионами кальция и магния. Содержание последних резко возрастает при кристаллизации сульфатов. Наряду с процессами, благоприятствующими накоплению бора в генерирующие системы, существуют процессы, препятствующие образованию промышленных скоплений боратов. Это, прежде всего, рассеяние бора в различных породах и интенсивное его поглощение коллоидами. Тем не менее, рассеяние бора в глинах и глауконитах, гидроокислах железа, а также в гидромагнезитах и ангидритах зачастую сопровождается образованием его эпигенетических минералов [6].

Подводя итог представленной выше теоретической модели боронакопления, можно констатировать, что анализ геохимии бора в процессе его экзогенного минералообразования в пермском бассейне седиментации дает понять, что моноядерные комплексы (мебаоит, сульфоборит, пинноит, люнебургит) дополняют полиядерные, которые в экзогенных условиях доминируют по сравнению с первыми. Для однозначности решения и подтверждения вышеупомянутого, необходимо дать литологическое описание и стратиграфическую приуроченность в разрезе боратов прибрежной зоны Прикаспийской впадины. Итак, основным объектом исследований явились Краснокутский и Сафоновский участки Приволжской моноклинали, Южно-Плодовитенский участок Карасальской моноклинали (рис. 2).

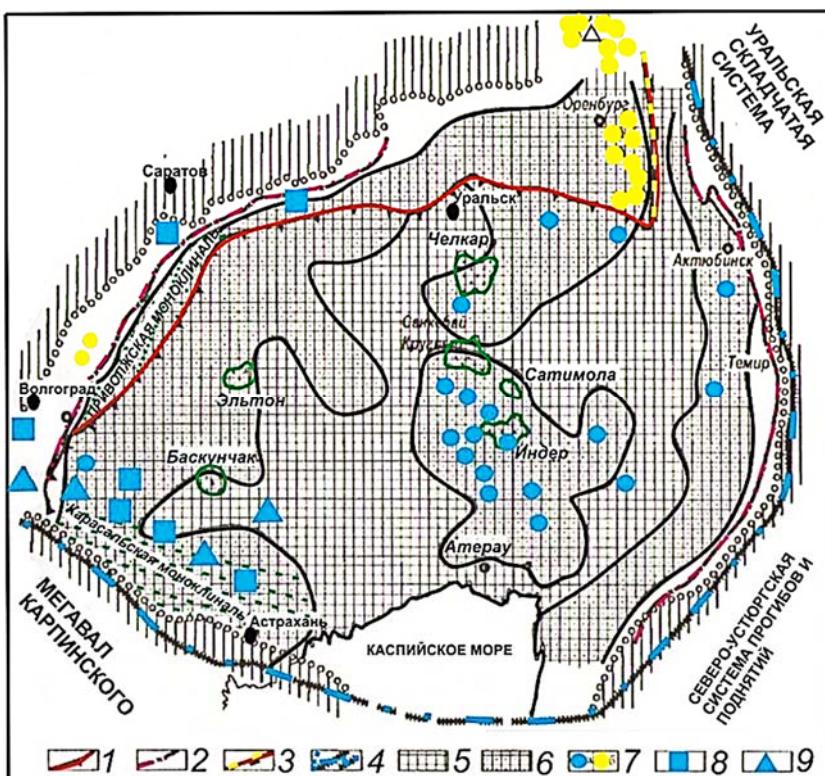


Рис. 2. Схема размещения проявлений борной минерализации в пермской галогенной формации Прикаспийского бассейна (по А.А. Озолу [1] с дополнениями)

Условные обозначения к рисунку 2: 1 – граница бортового уступа; 2 – граница соляных отложений; 3 – Предуральский краевой прогиб; 4 – глубинные нарушения, разделяющие границы распространения; 5 – каменная соль; 6 – калийно-магниевые соли; 7 – 9 проявления борной минерализации: 7 а) на солянокупольных структурах, 7 б) в слабодислоцированных отложениях, 8, 9 – дополнения автора.

В пределах Краснокутской площади (скважина 1 К-К) – северо-западная часть Приволжской моноклинали (рис. 2), борные минералы установлены в карпенской, приволжской, погожской, пигаревской и ерусланской ритмопачках, где представлены, как правило, сульфобаритом, колеманитом, борацитом, гидроборацитом, ашаритом, калиборитом, преображенским, и приурочены к доломит-ангидритовым породам и калийным солям. В пигаревской ритмопачке выше базальных горизонтов в каменной соли отмечается вит-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

чит и ашарит. На *Сафроновском участке* (рис. 2) по данным О.П. Гончаренко [2], борная минерализация установлена в разрезах скважин 3-“С”, 4-“С”, 5-“С”, 6-“С” и 7-“С”. Борные минералы представлены в основном гидроборацитом и ашаритом, в зернах галита. В сильвинитовых и сильвин-галитовых породах установлены гидроборацит и калиборит. Бораты *Южно-Плодовитенского участка* представлены борацитом, ашаритом, пандермитом, сульфоборитом, улекситом, а также витчитом и еремеевитом. В каменной соли с тенардитом выявлен улексит. В галит-ангидритовых породах отмечаются витчит и пандермит. Борные минералы в галит-полигалит-сильвинитовых и галит-сильвинитовых породах, расположенных в средней части разреза (погожская ритмопачка) в интервале 3000–3100 м и верхней части разреза (антитовская ритмопачка) в интервале 2000–2150 м, представлены ашаритом, калиборитом, преображенскитом и борацитом. Анализируя распространение борных минералов в соленосной толще обрамления Прикаспия, а также принимая во внимание фактический материал по бороносности юго-западной и южной частей бассейна [1; 2; 6; 7], можно утверждать, что их состав менялся от существенно магниевого (западная часть бассейна) к магниево-кальциевому и стронциевому (юго-западная) до натриево-кальциевого, а возможно, и натриевому (южная), т.е. в соответствии с возрастанием степени метаморфизации исходной рапы. Необходимо подчеркнуть, что периодическое поступление сульфат-иона, понижающего растворимость борнокислых соединений, вызвало со-осаждение его с сульфатами магния и кальция. Этим объясняется частая приуроченность боратов в галогенных породах к прослойям кизерита, кайнита, полигалита, ангидрита, галопелита. Учитывая расположение Сафроновского участка в краевой части солеродного бассейна (рис. 2), а также присутствие здесь в составе солей пирокластического материала, и принимая во внимание не характерный для морских бассейнов установленный парагенезис боратов (сириллит, еремеевит и витчит-А), можно предполагать, что эти минералы формировались при участии вулканогенно-осадочных процессов. Аналогичное представление создается и об источнике бора на территории Карасальской моноклинали. О возможности поступления гипергенных вод (в том числе термальных) в изученных разрезах свидетельствуют данные термометрии вакуолей в галите и боратах [2; 7], температура образования которых составила более 110°C. Прогнозную оценку добычи борного сырья на территории Прикаспийской впадины следует относить к «калиевоносным полям» (рис. 2): Волгоградскому, Краснокутско-Карпенскому, Озинскому и Челкар-Индерскому, в пределах которых отмечается повышенное содержание борных минералов в соленосной толще.

Автор благодарен зав. кафедрой петрологии и прикладной геологии, доктору геол.-мин. наук, профессору О.П. Гончаренко за предоставленный каменный материал и шлифы, а также активные консультации в ходе написания работы.

**Список литературы**

1. Тихвинский И.Н. Стратиграфическая и фациальная приуроченность боратов в кунгурских галогенных отложениях / И.Н. Тихвинский, А.А. Озол // Стратиграфия и литология палеозоя Волго-Уральской области. – Казань: Изд-во КГУ, 1970. – С. 180–187.
2. Гончаренко О.П. Условия формирования боратов в пермском солеродном бассейне Прикаспийской впадины // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 2 (26). – С. 5–6.
3. Горбов А.Ф. Условия образования и закономерности размещения боратовых месторождений вулканогенно-осадочного типа // Тр. ВНИИгургии. – 1960. – Вып. 40. – С. 3–65.
4. Галаховская Т.В. Распределение бора, лития, стронция и брома при метаморфизации морской воды и продуктов ее концентрирования // Тр. ВНИИгургии. – 1967. – Вып. 52. – С. 108–139.
5. Перельман А.И. Геохимия эпигенетических процессов (зона гипергенеза). – М., 1968. – 332 с.
6. Гончаренко О.П. Перспективы бороносности галогенной формации прикаспийской впадины и её обрамления / О.П. Гончаренко, Ю.А. Писаренко, О.С. Киреенко, В.Ю. Писаренко // Известия вузов. Геология и разведка. – 2011. – №2. – С. 41–46.
7. Соломон М.В. Морфологические особенности включений в борных минералах пермского солеродного бассейна Прикаспийской впадины: Мат-лы 2-й Всероссийской школы молодых ученых по литологии. – Екатеринбург, 2016. – С. 198–201.

**УДК 563.45 (116.3:470.4)**

**Хрусталев Сергей Юрьевич**

магистрант геологического факультета

ФГБОУ ВО «Саратовский национальный исследовательский  
государственный университет им. Н.Г. Чернышевского»  
г. Саратов, Саратовская область

**САНТОНСКИЙ – КАМПАНСКИЙ ИНТЕРВАЛ  
ПОРОД СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ДОНО-  
МЕДВЕДИЦКИХ ДИСЛОКАЦИЙ**

**Аннотация:** прослежен литологически непрерывный разрез пород сантона и кампана и установлен характер их взаимоотношений, свойственный для территории сочленения северной части Доно-Медведицкого и южного окончания Ртищевско-Баландинского валов и Карамышской впадины. По серии изученных геологических объектов представлен сводный разрез переходного интервала сantonских – кампанских образований.

**Ключевые слова:** верхний мел, стратиграфия, сантон, кампан, Мезинолапшиновская свита, Пудовкинская свита, Рыбушинская свита.

В правобережном Поволжье верхнемеловые образования характеризуются пестрым литологическим составом синхронных комплексов пород и широким площадным распространением поверхностей перерывов, которые установлены в интервалах пород всех ярусов и часто – подъярусов. Разнообразие литологического состава пород верхнего мела региона и наличие многочисленных поверхностей

## Новые технологии в газовой промышленности

---

стей стратиграфических перерывов, при крайне редкой встречаемости ортостратиграфической фауны и обычном положении в разрезах «немых» толщ, до настоящего времени определяют наличие многих вопросов в стратиграфии этого интервала [1, с. 71].

Одним из актуальных вопросов стратиграфии верхнего мела Русской плиты и Поволжья в последней четверти двадцатого века являлось обоснование положения границы сантон — кампана. В юго-западной части Пензенской, западной Саратовской и северо-западной Волгоградской областей распространена мощная песчаная толща, которая исследователями на разных этапах изучения относилась частично к верхнему сантону и частично к кампану, либо рассматривалась как кампанское образование.

В настоящее время комплексный подход к изучению опорных разрезов выбранных интервалов разреза верхнего мела Поволжья, а также на примере сантонских — кампанских образований, позволяет уточнить стратиграфический объем рассматриваемых геологических тел (свит) и обосновать их границы. Для рассматриваемой территории породы верхнего сантона рассматриваются в объеме мезинолапшиновской свиты, а терригенные образования нижних интервалов кампана как рыбушкинская или пудовкинская свиты. Для территорий междуречья Медведицы и Хопра, где широко распространены терригенные породы сантон — кампана, подобные комплексные исследования не проводились, что обусловлено крайне редкими находками фауны и отсутствием полных непрерывных разрезов песчаной толщи ввиду ее значительной мощности — до 60–70 м.

В зоне сочленения Ртищевско — Баландинского и Доно-Медведицкого валов и Карамышской впадины выделено и предварительно изучено значительно количество разрезов терригенной толщи, в том числе и с подстилающими и перекрывающими породами. Но в этих объектах и сама толща и переходные интервалы пород представлены фрагментарно [1, с. 72].

В пределах Жирновской брахиантиклинали (северная часть Доно-Медведицкого вала) породы верхнего мела слагают западное ее крыло, осложненное прямой флексурой. Здесь они погружаются в западном направлении, к Терсинской впадине, под углом 20–25°, а верхние интервалы песчаной толщи кампана, на расстоянии 2 км от узла флексуры, залегают почти горизонтально. Породы юры и мела, слагающие западное крыло брахиантиклинали, доступны для изучения в серии оврагов, простирающихся в крест простирания слоев. Наиболее полные и наглядные выходы пород верхнего мела известны в самом протяженном овраге — Большом Каменном. В верхней части этого оврага, по левому его борту, известна серия естественных выходов мергелей и силициев сантон, песков и песчаников. Собственно пограничный ин-

тервал пород сантона – кампана скрыт, задернован. Неоднократные попытки проследить последовательность напластования коренных пород от верхнесантонских силицитов до кварцево-глауконитовых песков кампана были безрезультатными. По итогам проведенного шурфования стенок оврага, было пробито пять протяженных канав.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1. Прослежен регressiveный непрерывный – постепенный переход от силицитов к песчаной толще в виде относительно мощной пачки алеврит – силилового состава между ними, с обилием радиолярий, свидетельствующий об инверсионной стадии развития структуры в этот момент.

2. Отсутствие отчетливого базального горизонта, в частности в виде песчаника, который характерен для подошвы пород кампана в пределах Саратовских дислокаций, в переходном интервале между силицитами и песками, позволяет рассматривать возможность фациальной изменчивости пород нижней части рассматриваемого интервала зависимости от существовавшего структурного плана.

3. Песчаная толща с прослоем или прослойми «немых» песчаников в основании рассматривается, как рыбушкинская свита, которая выклинивается в северо-восточном направлении. Поверхности подошв свит диахронны. Пачку пород алевритового – алевролитового – силилового состава предлагается рассматривать как самостоятельное литологическое тело (свиту) позднесантонского – раннекампанского возраста.

*Список литературы*

1. Первушов Е.М. Пограничный интервал сантонских – кампанских пород в пределах Жирновского поднятия (Волгоградская область) / Е.М. Первушов, В.Б. Сельцер, Е.А. Калякин, А.А. Гужикова // Журнал: Изв. Сарат. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. – 2015. – Т. 15. – Вып. 1. – С. 71–76.

# ОБУСТРОЙСТВО ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА

УДК.551.34:69.051

*Реутских Наталья Васильевна*

инженер отдела геотехнического мониторинга  
и термостабилизации грунтов

*Дуденко Иван Александрович*

ведущий инженер отдела  
геотехнического мониторинга  
и термостабилизации грунтов

*Бережной Максим Алексеевич*

начальник отдела геотехнического мониторинга  
и термостабилизации грунтов

ПАО «ВНИПИгаздобыча»

г. Саратов, Саратовская область

## ГЕОТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

**Аннотация:** приведены критерии и методики оценки, используемые при оценке геокриологических условий в целях обустройства сети геотехнического мониторинга. На примере проектирования системы геотехнического мониторинга магистрального нефтепровода «Чаянда-ВСТО» рассмотрены и обобщены опасные природные, природно-техногенные факторы возникновения возможных аварийных ситуаций и деформаций.

**Ключевые слова:** многолетнемерзлый грунт, геотехнический риск, магистральный трубопровод, геотехнический мониторинг, теплотехнический прогноз.

Система магистральных трубопроводов на территории Сибири и Дальнего Востока России является важным этапом для экономического развития этих регионов и обеспечивает успешное освоение нефтяных и газовых ресурсов страны. Строительство и эксплуатация магистральных трубопроводов в условиях криолитозоны сопровождается ее трансформацией в зоне непосредственного расположения трубопровода и на прилегающей к нему территории. Безопасная и надежная эксплуатация трубопроводов, независимо от способа прокладки, определяется не только материалом и толщиной труб, качеством их изготовления и изоляции, а также инженерно-геологическими условиями трассы, состоянием и свойствами грунтов. В пределах территории развития многолет-

немерзлых пород (ММП) возникает сложное механическое и тепловое взаимодействие объектов транспорта углеводородов с геокриологической средой. Нарушения динамического равновесия, сопровождаются активацией опасных природных процессов с негативным влиянием на трубопровод, что влияет на экономику транспорта углеводородов и может привести к аварии.

Возникает задача контроля и регулирования взаимосвязей систем трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов с природной средой с целью обеспечения стабильности формирующихся условий, минимизации техногенного воздействия, повышения надежности и безопасности в период строительства и эксплуатации возводимых сооружений, сокращения финансовых средств, направляемых на устранение последствий аварийных ситуаций. Одно из решений этой задачи состоит в эффективном устройстве сетей геотехнического мониторинга, что позволяет производить анализ и оценку геокриологических рисков, возможных ущербов, вызванных негативным влиянием экзогенных и криогенных процессов при строительстве и в период эксплуатации магистральных трубопроводов. Необходимость выполнения анализа и оценки риска в составе проектных работ обусловлена требованиями ряда законодательных и нормативных документов: СП 11-105-97 «Свод правил по инженерно-геологическим изысканиям для строительства»; Федеральный закон от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»; Федеральный закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»; СТО Газпром 2-3.1-524-2010 «Организация объектного мониторинга состояния недр при геологическом изучении, создании, эксплуатации, консервации и ликвидации объектов недропользования в ОАО «ГАЗПРОМ»; РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов»; СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территории от опасных геологических процессов».

Для выполнения требований нормативных документов, регламентирующих необходимость оценки геотехнических рисков в процессе проектирования, в условиях отсутствия соответствующих методических разработок с 2006 года ПАО «ВНИПИгаздобыча» (Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование») создает методическую базу, что позволяет проводить идентификацию рисков развития опасных криогенных процессов для реализации проектной и рабочей документации разделов термостабилизации грунтов и геотехнического мониторинга.

Методологической основой выделения участков с различной степенью инженерно-геологических рисков являются: «Методика оценки опасности рельефа для проявления склоновых процессов на ландшафтной основе с использованием морфометрического

## Новые технологии в газовой промышленности

---

анализа» (2007–2013); «Методика типизации на ландшафтной основе верхних граничных условий для прогноза теплового взаимодействия основания сооружений с окружающей средой с учетом техногенного снегонакопления, высоты и сроков отсыпки насыпи, а так же мероприятий по ТСГ» (2008); «Методика типизации инженерно-геологической опасности разреза основания линейного объекта на примере конденсатопровода Заполярное-Уренгой», (2008); «Методика типизации инженерно-геологических условий для проектирования сетей ГТМ в зоне МГ Заполярное-Уренгой»; «Методика типизации инженерно-геологической опасности разреза и комплекса инженерно-геокриологических условий с анализом современных и потенциальных природных и природно-техногенных процессов в зоне Ямальского участка МГ Бованенково-Ухта и результатов прогнозного моделирования» (2010) и т.д.

Геотехнические риски подразделяются на инженерно-геологические, инженерно-геокриологические, мерзлотно-климатические, поскольку для их анализа и оценки необходим и используется определенный комплекс критерии и методов. Актуальные геотехнические риски определяются современными (на момент и период изысканий) инженерно-геологическими и инженерно-геокриологическими условиями и характеристиками, включающими особенности разреза основания, проявления и динамики опасных экзогенных и криогенных процессов в его пределах и на прилегающей территории. Потенциальные геотехнические риски идентифицируются исходя из оценки опасности динамики инженерно-геологических и инженерно-геокриологических условий и характеристик под воздействием техногенной, технологической нагрузки или при колебаниях климата [1].

Для идентификации актуальных (современных) и потенциальных геотехнических рисков используются материалы инженерных изысканий с применением методик анализа по:

- 1) типизации опасности разреза;
- 2) идентификации и анализа активности современных экзогенных процессов и интенсивности физико-геологических криогенных процессов;
- 3) анализа опасности рельефа;
- 4) ретроспективному и прогнозному моделированию темпов промерзания и протаивания грунтов основания и анализа динамики кровли многолетнемерзлых грунтов в естественных и природно-техногенных условиях, теплового воздействия сооружений на грунты основания с учетом изменений климата или изменчивости значимых его характеристик [1].

Так, зафиксировано, что 2015 год оказался самым теплым в глобальном масштабе за все время наблюдений. На огромной территории в Западной и Средней Сибири среднегодовая температу-

ра была выше климатической нормы более чем на 3 градуса. Скорость роста средней по региону Восточная Сибирь температуры осенью  $+0,73^{\circ}\text{C}/10$  лет, и весной  $+0,71^{\circ}\text{C}/10$  лет – максимальные региональные величины потепления. Значительно превысила норму максимальная высота снежного покрова на большей части Западной Сибири, в центральных районах Красноярского края, на востоке Чукотского АО и юге Дальнего Востока. Максимальные положительные аномалии запаса воды в снеге по обоим маршрутам отмечены в тех же районах, где наблюдались наибольшие аномалии максимальной высоты снежного покрова (районы V, VII). Почти везде в период 1999–2015 гг. растет мощность сезонно-талого слоя многолетнемерзлых грунтов [2]. Вместе с тем, следует подчеркнуть, что, по мнению ряда специалистов-климатологов в ближайшее десятилетие возможна смена тенденции изменения климата и начнется его похолодание.

Для решения задач прогноза температурного режима ММП в 2011 году сотрудниками ПАО «ВНИПИГаздобыча» была разработана программная среда «Freezer», реализующая численный алгоритм расчета нестационарного уравнения теплопроводности для среды, вмещающей подвижную границу раздела фаз. Программа предназначена для составления прогноза изменений температурного режима грунтов и соответствует требованиям: РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами» и СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах». В программной среде «Freezer» ведутся работы по моделированию сопряженного теплообмена заглубленного газопровода с многолетнемерзлыми породами.

В настоящей статье основные результаты анализа факторов геокриологических рисков рассмотрены на примере магистрального нефтепровода подземной прокладки «Чаяна-ВСТО». Территория трассы в целом характеризуется средней сложностью геокриологических условий. Мерзлые породы занимают более 90% площади трассы при средней температуре грунтов от минус 0,5 до минус  $4,5^{\circ}\text{C}$ . Прерывистый тип распространения ММП с поверхности, при котором мерзлые породы занимают от 50 до 90% площади трассы, отличается тем, что кровля мерзлоты заглублена на 3–10 м при средней температуре грунтов от минус 0,1 до минус  $2,5^{\circ}\text{C}$ . В целом, в соответствии с принципами классификации В.А. Кудрявцева [3], северный участок трассы занят сплошным типом, центральный находится в переходной полосе, и лишь самый юг трассы можно относить к прерывистому типу распространения мерзлоты.

Для территории нефтепровода под инженерно-геокриологическим риском понимается опасность деформаций сооруже-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

ния как следствие изменения геокриологических условий в грунтах основания, а предметом оценки являются геокриологические риски развития деформаций опорной компоненты геотехнической системы, тесно связанных с проявлением оползневых процессов, морозобойного растрескивания, наледеобразования, термоэрозии, солифлюкции, пучения. В оценке учтены карстовые процессы, встреченные в пределах участков прерывистой и островной зоны ММП, на которые мерзлотно-климатические условия оказывают опосредованное воздействие, ускоряя процесс формирования условий, необходимого для их активизации. Для идентификации каждого из указанных рисков выделяются ряд факторов, определённое сочетание которых составит необходимую для возникновения процесса среду или будут характеризовать участок по его предрасположенности к проявлению негативных факторов для стабильной эксплуатации системы.

Принципиально важными составляющими учета и дифференциации неоднородности и специфики условий реализации негативных процессов при общей оценке опасности разреза основания нефтепровода на рассматриваемой территории являются:

– литологический состав грунтового разреза в целом. Выполняется типизация инженерно-геологических условий разреза, с последующей группировкой по значимым характеристикам инженерно-геологических элементов. Осложняющими элементами при строительстве и эксплуатации в рассматриваемом регионе являются аргиллиты и алевролиты микрослоистые, с карбонатно-глинистым и железисто-глинистым поровым цементом, карбонатные (10–26%), слабо устойчивые к выветриванию. Растяжение данного массива будет являться причиной роста интенсивности выветривания за счет опускания кровли криогенного водоупора и наличия размягчаемых в воде пород. При выветривании показатель уплотненности глинистых пород уменьшается более чем в 2,5–3 раза, коэффициент дегидратированности уменьшается в 2,5 раза, повышается набухаемость, снижается сцепление. Типы грунтовых толщ с прослойками и массивами алевролитов средне- и сильно выветрелых в пределах существующей и прогнозируемой после технического освоения зоны фильтрации являются маркерами среды, благоприятной для развития супфазионно-карстовых процессов;

– тип и температура ММП. Исходя из литологической неоднородности разреза и по специфике в геокриологическом отношении выделяются и затем объединяются в 4 группы участки со сливающимся, несливающимся, слоистым (по положению вечной мерзлоты относительно сезонно-тального слоя и наличию новообразований мерзлоты), талым типом разреза с учетом параметрических характеристик;

– типы сезонноталых и сезонномерзлых слоев. Учитывается состав и влажность пород, глубина распространения зоны фазовых переходов. Влияние этих факторов связано с формированием температурной сдвиги, величина которой оказывается пропорциональной отношению коэффициентов теплопроводности мерзлого и талого грунтов, величине годовых теплооборотов;

– льдистость мерзлых грунтов, водонасыщенность талых песчаных грунтов и консистенция талых глинистых грунтов. Особенностью строения криогенной толщи рассматриваемого района является наличие промерзших гидрологических структур. Обводненные зоны тектонического дробления в карбонатных породах кембрия были проморожены с формированием линз и пластов льда. Недоучет при проектировании свойств трещиноватых скальных массивов при оттаивании часто приводит к крупным деформациям сооружений;

– уровень грунтовых вод, условия питания, транзита и разгрузки подземных вод зоны активного водообмена в предзимний период и в районах развития островной мерзлой толщи;

– уклон поверхности, глубина местного базиса эрозии. Включает общую морфометрическую дифференциацию (типовизацию) поверхности территории на участки (типы местности), отличающиеся по условиям и комплексу процессов современной денудации – водоразделы, склоны, понижения рельефа, а также частную дифференциацию склонов и типизацию их опасности (группы типов уроцищ) в зависимости от уклона и местного базиса эрозии;

– наличие активных или затухающих процессов непосредственно на территории освоения или на сопредельных участках. Выполняется с использованием материалов (планов и разрезов) изысканий, данных маршрутного обследования, режимных и стационарных наблюдений, а также разновременных аэро- и космических съемок.

Вышеуказанные параметры обобщаются в форме таблицы, включающей основные характеристики грунтовых оснований, и позволяющей делать выборки, необходимые для анализа имеющихся фактических данных, производить типизацию, производить оценку. Оценка с последующим анализом геотехнических рисков производится по методикам компонентной типизации различных инженерно-геокриологических и мерзлотно-климатических условий и факторов, их взаимовлияния и взаимодействия, изменения функциональной значимости при воздействии техногенных и технологических нагрузок, что позволяет выявить региональную и локальную специфику рисков с использованием методов и средств численного прогноза.

В рамках анализа факторов геотехнического риска в пределах трассы нефтепровода формируются типичные грунтовые профили

## Новые технологии в газовой промышленности

---

для постановки прогнозных задач, рассчитываются ореолы оттаивания для различных типов грунтовых условий и температурных режимов. Температура транспортируемого нефтепродукта принята на основании гидравлических расчетов и изменяется от 29 до 50°C. Прогнозное моделирование позволяет установить величину относительного протаивания сезонно-талого слоя, оценить изменчивость ореолов зоны теплового воздействия нефтепровода в зависимости от даты, интенсивность влияния климатических и технологических факторов на фазовые переходы грунтовых толщ. По результатам анализа выделяются области наличия и потенциально возможной активизации геокриологических процессов при техногенных нарушениях. На рисунке 1 показаны модели температурных полей для участков трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО» на тридцатый год эксплуатации по сформированным шести типовым разрезам грунтового массива.

На основании полученных количественных результатов о развитии опасных криогенных процессов вдоль трассы нефтепровода можно определить удельный риск деформаций, вызванных активизацией этих процессов. Для оценки удельного риска деформаций, обусловленных развитием опасных криогенных процессов по оси трассы нефтепровода, в настоящей работе использована формула [4]:

$$U = I / L,$$

где  $U$  – развитие соответствующего геокриологического процесса, уд. ед.,  $I$  – протяженность участков, на которых развивается опасный геокриологический процесс, км,  $L$  – протяженность оцениваемой трассы, км.

В качестве основного принципа систематизации фактических данных в рамках настоящего обобщения, как важное звено при оценке опасности рельефа для развития криогенных процессов, принят учет ландшафтной дифференциации на уровне тип местности – плакорный, склоновый, долинный (и других депрессий рельефа), как основного каркаса неоднородности и перераспределения тепловлагообмена на поверхности, т.е. идентификации геоморфологического риска термоденудации. Пример с суммированием протяженностей выделенных участков вдоль трассы нефтепровода представлен в таблице 1.

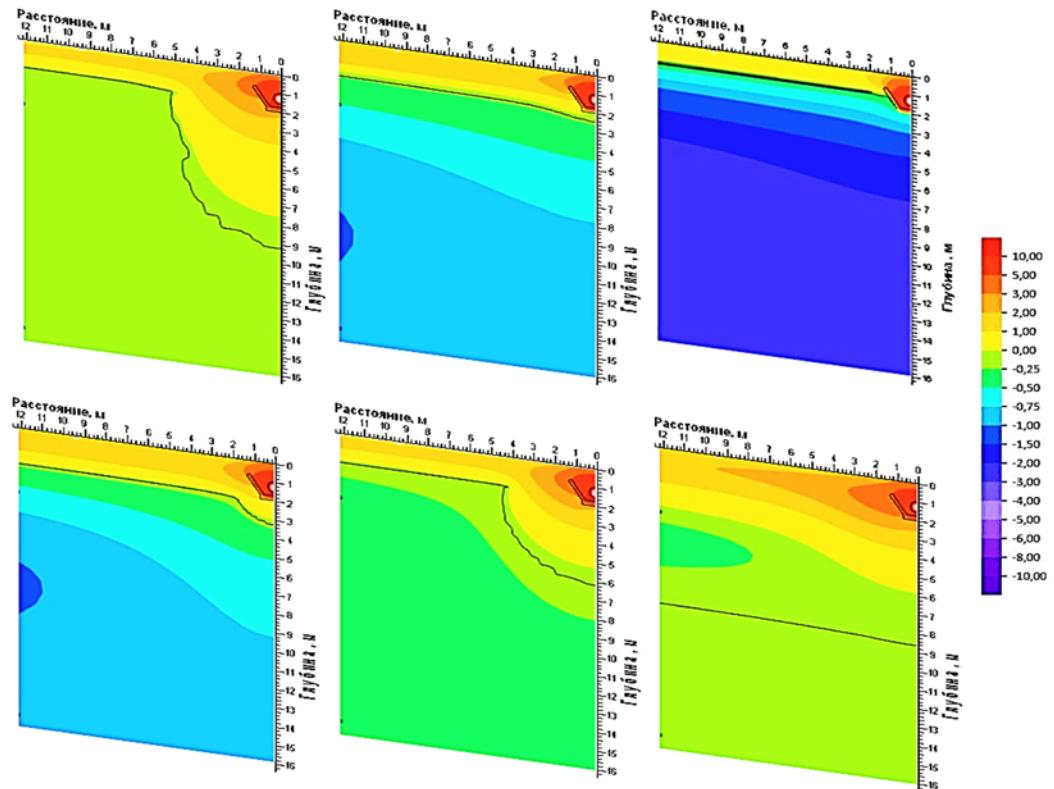


Рис. 1. Модели температурных полей для участков трассы нефтепровода

Таблица 1

Сводная таблица степени развития опасных геокриологических процессов

| Потенциально опасные или активные процессы | Протяженность зоны активности процесса, км / Удельный риск развития процесса, % |             |              | Для трассы «Чаянда-ВСТО» (135 км) |  |
|--|---|-------------|--------------|-----------------------------------|--|
|  | Тип местности   |             |              |                                   |  |
|  | Долинный  | Склоновый   | Плакорный    |                                   |  |
| Морозобойное растрескивание                | 0,216 / 0,2   | –           | –            | 0,216 / 0,2                       |  |
| Наледеобразование                          | 6,948 / 5,1   | –           | –            | 6,948 / 5,1                       |  |
| Термоэрозия и термоабразия                 | 9,816 / 7,1   | 1,684 / 1,2 | 0,658 / 0, 5 | 12,057 / 8,8                      |  |
| Солифлюкция, оползни                       | –   | 2,541 / 1,8 | –            | 2,541 / 1,8                       |  |
| Карбонатный карст                          | 0,200 / 0,1   | 0,100 / 0,1 | 3,750 / 2,7  | 4,050 / 2,9                       |  |
| Пучение                                    | 6,832 / 4,9   | –           | 0,147 / 0, 1 | 6,978 / 5,1                       |  |
| Суммарная протяженность                    | 10,232 / 7,4  | 6,125 / 4,5 | 4,556 / 3,3  | 20,911 / 1,5                      |  |

На основании выводов относительно наличия или потенциальной возможности возникновения, характера проявления и интенсивности в пределах трассы опасных геокриологических процессов разрабатываются конкретные проектные решения относительно применения эффективного в данной конкретной ситуации оборудования и оптимальной расстановки элементов сети геотехнического мониторинга.

Представленный анализ инженерно-геологических, инженерно-геокриологических и мерзлотно-климатических рисков позволяет ПАО «ВНИПИГаздобыча» систематизировать имеющийся фонд фактических данных для дальнейшей обработки с использованием новейших технологий, разработки и реализации методик оценки. Структурированные материалы используются для осуществления оптимального прогнозного моделирования грунтовых массивов, отображающего ореолы протаивания, температуры грунтов и контуры ослабленных областей для наиболее типичных или имеющих повышенную значимость участков. Полученные модели грунтовых массивов определяют дальнейшие принципы компоновки сети геотехнического мониторинга. Рассмотренная методика может использоваться также и на этапе прединвестиционной оценки. Это оптимизирует затраты и снижает возможность техногенного риска.

**Список литературы**

1. Бережной М.А. Геотехнические риски строительства и эксплуатации газопромысловых объектов и магистральных трубопроводов в криолитозоне Сибири: Сборник материалов / М.А. Бережной, Н.В. Реутских, В.В. Самсонова. – Харбин КНР, 2014. – С. 147–155.
2. Доклад об особенностях климата территории Российской Федерации за 2015 год / Росгидромет. – М., 2016 – 68 с.
3. Кудрявцев В.А. Методика мерзлотной съемки. – М.: МГУ, 1979. – 358 с.
4. Рузов Ю.В. Криогенные процессы как фактор риска при эксплуатации трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов: Сборник материалов / Ю.В. Рузов, В.В. Самсонова. – Тюмень, 2011. – С. 361–364.

**УДК 66.071.6.081.6**

**Тройников Антон Дмитриевич**  
инженер 1 категории  
отдел перспективного развития  
ПАО «ВНИПИгаздобыча»  
г. Саратов, Саратовская область

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ  
МЕМБРАННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ  
ГЕЛИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ УМВГК  
ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ**

**Аннотация:** в статье приведены подходы по разработке алгоритма сопоставительного анализа эффективности мембранных элементов различных производителей и получения исходных данных для выполнения укрупненной технико-экономической оценки их использования в структуре УМВГК Чаяндинского НГКМ. Выявлен перечень исследований, позволяющий получить зависимость влияния основных технологических параметров процесса на газоразделительные характеристики мембранных элементов, повышающих надежность исходных данных, необходимых для реализации разработанного алгоритма и используемых при проектировании промышленной установки.

**Ключевые слова:** мембранные элементы, выделение гелия, опытно-промышленные испытания, проектирование промышленной установки.

В связи с тем, что избыточные объемы гелия, извлекаемые из газа Чаяндинского и Ковыктинского ГКМ, составят порядка 3,2 млрд м<sup>3</sup> за 25-ти летний период, экономически более целесообразно осуществить их долгосрочное хранение в изолированных залежах месторождения, нежели сооружать специальное хранилище в месторождении каменной соли [1]. При таком технологическом решении отпадает необходимость полного извлечения углеводородных компонентов из газа, направляемого на хранение, что позволяет использовать мембранные технологии. В отличие

## Новые технологии в газовой промышленности

от традиционной криогенной, мембранные технологии не требует охлаждения всего объема газа до температуры конденсации метана, что также приводит к значительной экономии энергии при осуществлении процесса. Кроме того, за счет модульности оборудования и высокой степени автоматизации, эксплуатация мембранных установок в условиях промысла представляется более предпочтительной по сравнению с криогенной технологией. Более подробно преимущества использования мембранных технологий в сравнении с криогенной применительно к задачам извлечения избыточных против рыночной потребности объемов гелия изложены в работе [2].

Движущей силой при мембранным разделении газов является разница парциальных давлений в полости высокого и низкого давлений, разделенных мембраной (рис. 1). Таким образом, с ростом перепада давления на мемbrane уменьшается необходимая поверхность разделения и уменьшаются затраты на сооружение установки. Мембрана может быть выполнена в виде плоского полотна (плоско-рамные и рулонные мембранные элементы (МЭ)) или полого волокна (половолоконные МЭ), что определяет плотность её упаковки в единице объема газоразделительного аппарата. Плотность упаковки мембраны в половолоконных МЭ выше, чем в рулонных, что обеспечивает большую компактность мембранный установки при их использовании и, как правило, меньшую металлоемкость [3].



Рис. 1. Принципиальная схема мембранныго газоразделения

Эффективность газоразделения на мемbrane определяется фактором разделения (селективностью), который определяется как отношение коэффициентов проницаемости индивидуальных компонентов газовой смеси. С ростом селективности газоразделения уменьшается доля отбора в пермеат (поток низкого давления), и увеличивается в нем содержание легкопроникающих компонентов (в рассматриваемом случае гелия). Как правило, рост селективности приводит к падению проницаемости. Для промышленного применения должны подбираться МЭ, обладающие оптимальным

соотношением проницаемости, определяющей требуемое количество МЭ, и селективности, определяющей выход целевого потока и затраты на компримирование пермеата, для каждого конкретного случая. Таким образом, возникает задача выбора наиболее эффективных МЭ, а также определения влияния основных параметров технологического процесса (давления и температуры сырьевого газа, концентрации гелия в подготовленном газе) на производительность МЭ, реализуемую долю отбора в пермеат и концентрацию в нем гелия, а также выход подготовленного газа.

Для промышленной апробации мембранный технологии, с 2013 года проводятся испытания двухступенчатой опытно-промышленной мембранный установки (ОПМУ) на Ковыктинском ГКМ, технологическая схема которой защищена патентом [4] и представлена на рисунке 2. Данные испытания позволили подтвердить работоспособность технологии и определить влияние основных параметров процесса на эффективность выделения гелия с использованием МЭ различных производителей при разделении многокомпонентной смеси в условиях максимально приближенных к работе промышленной двухступенчатой установки выделения гелиевого концентрата (УМВГК) Чаяндинского НГКМ.

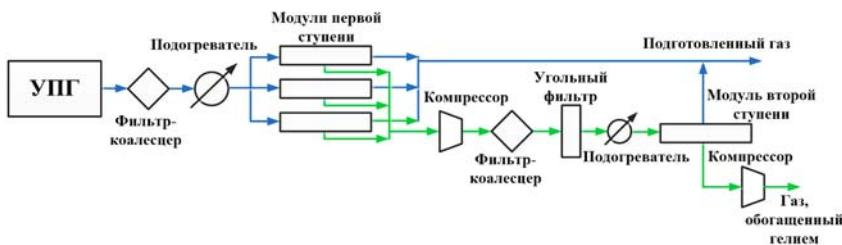


Рис. 2. Принципиальная схема ОПМУ

Для определения возможности использования МЭ в структуре УМВГК разработан алгоритм и минимальный перечень исследований, позволяющий провести ранжирование их эффективности, с учетом существующих на период испытаний ограничений работы ОПМУ, в частности: по давлению сырьевого газа 1 ступени (от 3,5 до 7,0 МПа) и его расходу (от 3000 до 16000 м<sup>3</sup>/ч), а также по давлению сырьевого газа второй ступени (от 3,5 до 9,8 МПа) и его расходу (от 300 до 1000 м<sup>3</sup>/ч). Разработанный алгоритм включает проведение нижеперечисленных экспериментальных исследований и расчетов.

1. Проведение испытаний по:

1.1. Определению производительности мембранныго модуля (ММ) с размещенными в нем МЭ при давлении сырьевого газа

## Новые технологии в газовой промышленности

---

3,5, 5,0, 7,0 МПа, при достижении различной концентрации гелия в подготовленном газе (0,05 и 0,025 мол. %);

1.2. Определению влияния температуры сырьевого газа на реализуемую долю отбора в пермеат и концентрацию гелия в подготовленном газе и пермеате;

1.3. Проверке работоспособности МЭ при давлении сырьевого газа порядка 9,8 МПа (расход газа до 1000 м<sup>3</sup>/ч) с последующим контрольным возвратом на режим с давлением сырьевого газа 3,5 МПа (рост доли отбора в пермеат при контролльном возврате свидетельствует о нарушения структуры используемой мембранны или частичного разрушения МЭ под действием высокого давления).

2. Пересчет производительности МЭ, полученной при проведении испытаний, на единые габариты для получения сопоставимых условий сравнения.

3. Проведение сравнительного анализа основных технологических характеристик МЭ: производительности по сырьевому газу (определяющей затраты на мембранны часть установки), реализуемой доли отбора в пермеат и содержания в нем гелия (определяющих затраты на компримирование потоков пермеата и выход подготовленного газа).

Всего на испытания было поставлено пять образцов МЭ (В1, В2, В3, В4, В5). При проведении испытаний МЭ В3 и В4 не подтвердили работоспособность при давлении сырьевого газа выше 3,5 МПа, а для МЭ В5 наблюдалось отклонение от исходных значений при возврате на контрольный режим после испытаний при давлении сырьевого газа порядка 9,8 МПа. Таким образом, из числа испытанных МЭ, только два образца (В1 и В2) подтвердили возможность использования в промышленной установке при давлении 9,8 МПа.

Проведенные в соответствии с перечнем испытания позволили оценить влияние давления сырьевого газа и его температуры на производительность МЭ, концентрацию гелия в подготовленном газе, долю отбора в пермеат, концентрацию в нем гелия и выход подготовленного газа. Показано, что наиболее эффективно разделение протекает при высоком давлении сырьевого газа, а за счет повышения температуры сырьевого газа можно понизить содержание гелия в подготовленном газе, при увеличении доли отбора в пермеат. Полученные экспериментальные зависимости использованы при разработке Технологического регламента на проектирование УМБГК.

Пересчет производительности МЭ потребовался в связи с тем, что компаниями-производителями были представлены на испытания МЭ различных габаритов, а также не была представлена информация по площади мембранны поверхности в одном МЭ. Для

решения данной проблемы разработана методика, позволявшаяся провести сравнение их газоразделительных характеристик в сопоставимых условиях. В рамках методики предусмотрено введение поправочного коэффициента, предусматривающего увеличение производительности МЭ по сырьевому газу при увеличении его габаритов. При этом принятые допущения, что при изменении габаритов МЭ плотность упаковки материала мембранны и гидродинамические характеристики МЭ остаются неизменными. Важно отметить, что разработанная Методика, хоть и имеет некоторую погрешность, с учетом принятых допущений, однако позволяет на укрупненном уровне сравнить эффективность работы МЭ в отсутствие информации о площаи мембранный поверхности.

В таблице 1 представлены основные характеристики МЭ В1 и В2 (подтвердивших работоспособность при 9,8 МПа), при давлении сырьевого газа 7,0 МПа, и концентрации гелия в подготовленном газе  $0,05 \pm 0,002$  мол. %.

Таблица 1  
Характеристики МЭ В1 и В2

| Параметр                              | В1   | В2   |
|---------------------------------------|------|------|
| Производительность, м <sup>3</sup> /ч | 3050 | 3850 |
| Доля отбора в пермеат, %              | 3,7  | 3,2  |
| Концентрация гелия в пермеате, мол. % | 5,95 | 6,92 |

Исходя из приведенных в таблице 1 данных МЭ В2 технологически более эффективны для рассматриваемой задачи, причем при их использовании в структуре установки потребное количество МЭ будет меньше на 20%, а затраты на компримирование пермеата на 16%, по сравнению с МЭ В1. Кроме того, при использовании МЭ В2 достигается более высокая концентрация гелия в пермеате газе (6,92 против 5,95), из чего можно сделать вывод, что выход подготовленного газа для МЭ В2 также будет выше, по сравнению с использованием МЭ В1.

По результатам проведенной работы получены экспериментальные зависимости влияния основных параметров процесса (перепад давления на мемbrane, температура сырьевого газа, реализуемая доля отбора в пермеат) на эффективность выделения гелия при использовании различных МЭ, которые повышают надежность исходных данных для проектирования промышленной установки и использованы при разработке регламента на проектирование. По результатам испытаний, с использованием разработанной методики определены МЭ, применение которых будет наиболее эффективным при использовании на УМВГК Чаяндинского НГКМ.

## Новые технологии в газовой промышленности

---

### *Список литературы*

1. Черепанов В.В. Новые подходы к освоению гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока / В.В. Черепанов, Н.А. Гафаров, В.З. Минникаев [и др.] // Газовая промышленность. – 2012. – №6. – С. 22–26.
2. Тройников А.Д. Сравнительный анализ методов выделения гелия из природного газа и областей их эффективного применения / А.Д. Тройников, Г.Г. Каграманов, Н.Н. Кисленко // Химическая промышленность сегодня. – 2016. – №7. – С. 41–50.
3. Baker Richard W. Membrane technology and applications second edition Membrane Technology and Research, Inc. Menlo Park. – California, 2004. – 552 р.
4. Установка очистки природного газа высокого давления от гелия. Патент РФ на полезную модель №114423. Заявл. 11.11.2011. Опубл. 27.03.2012. Бюл. №9.

**УДК 624**

**Тюрин Михаил Александрович**  
заведующий группой прочностных  
расчетов строительного отдела  
**Бочаров Михаил Евгеньевич**  
канд. техн. наук, главный специалист  
отдела перспективного развития  
ПАО «ВНИПИгаздобыча»  
г. Саратов, Саратовская область

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ЛЕГКИЕ ФУНДАМЕНТЫ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

**Аннотация:** сокращение затрат и сроков строительства компрессорных станций (КС) является актуальной задачей для газовой промышленности. Одним из основных направлений решения данной задачи является отказ от массивных фундаментов и размещение газоперекачивающего оборудования на лёгких пропорциональных фундаментах. При проектировании лёгких фундаментов для КС необходим детальный учёт динамических нагрузок, возникающих при работе турбомашин. В статье представлены результаты анализа рекомендаций нормативных документов по расчёту динамических нагрузок и вычислительного эксперимента, показывающего явление неодновременного прохождения через резонансную частоту роторами с разными скоростями вращения.

**Ключевые слова:** легкий фундамент, вибрация фундамента, динамическая нагрузка на фундамент.

Основной ресурсной базой газовой промышленности России на ближайшую перспективу являются месторождения Крайнего Севера, а также Восточной Сибири. Добыча и транспортировка газа все больше смещается в зону распространения многолетне-

мерзлых и вечномерзлых грунтов. Компрессорная станция (КС) – один из основных технологических объектов газовой промышленности. Сокращение затрат и сроков их строительства является актуальной задачей, одним из основных направлений решения данной задачи является отказ от массивных фундаментов и размещение газоперекачивающего оборудования на лёгких проветриваемых фундаментах [1–3].

Для обеспечения высоких показателей надёжности при использовании лёгких фундаментов, требуется проведение более детальных расчётов при их проектировании, особенно динамических нагрузок при работе газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (ГПА).

Газотурбинные ГПА относятся к машинам с номинально уравновешенными движущимися частями, и динамические нагрузки (ДН) в основном определяются центробежной силой (ЦС), которая определяется как произведение массы ротора  $m$ , его эксцентриситета ( $e$ , м) и частоты вращения ротора ( $\omega$ , 1/с)  $P_{ЦС} = m \cdot e \cdot \omega^2$  [4].

Величина ЦС изменяется в процессе пуска ГПА с изменением скорости вращения ротора. На рис. 1 представлены графики зависимости ЦС от скорости вращения роторов и сравнение графиков ЦС и ДН по [5], на примере ГПА мощностью 25,0 МВт.

В рассмотренном примере ЦС от ротора СТ изменяются от 0 до 314 Н. Нагрузка от ЦС от всех роторов распределяется между опорами газотурбинного двигателя (ГТД) обратно пропорционально расстоянию центра тяжести ротора до опор двигателя.

В современной теории расчетов амплитуда колебаний фундаментов ГПА от воздействия ДН вычисляются для одной базовой частоты  $\omega$  вращения ротора, но у современных газотурбинных ГПА существует несколько источников ДН, действующих на фундамент с различными друг от друга частотами.

Для газотурбинных ГПА, где одновременно роторы вращаются с различающимися частотами, вычисление амплитуд колебаний фундамента от ДН по [4; 5], действующей с одной базовой частотой, является приближенным. В литературном источнике [3] расчет амплитуд колебаний фундамента от воздействия нескольких ДН с различающимися частотами выполняется по формуле

$$A = \sum_{i=1}^n A(P_i) = A(P_1) + A(P_2) + A(P_3) + \dots + A(P_n)$$

где:  $A(P_i)$  –  $i$ -я составляющая амплитуды колебаний фундамента от воздействия  $P_i$ ;  $P_i = P_i(\omega_k)$  – ДН от вращения  $i$ -го ротора с частотой  $\omega_k$ .

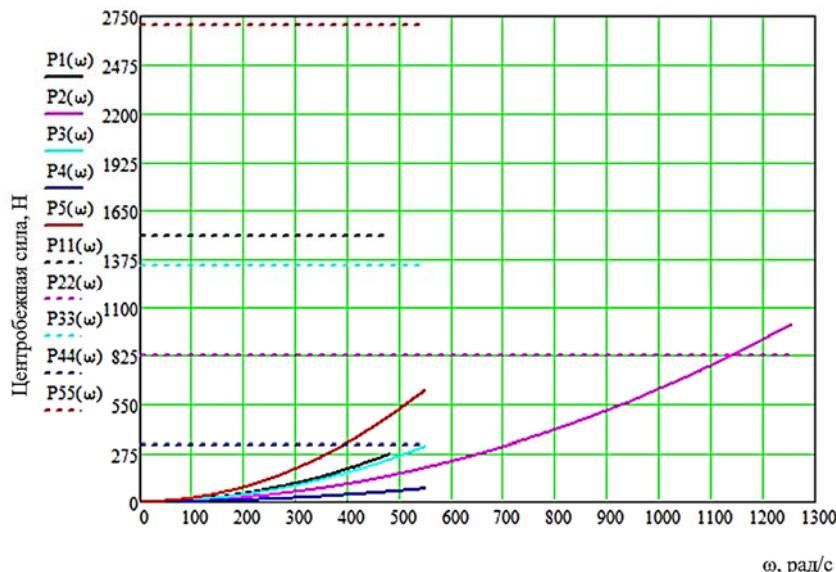


Рис. 1. Сравнение графиков ЦС и ДН по [5] для разных скоростей вращения роторов (где: КВД – компрессор высокого давления; СТ – силовая турбина; ТНД – турбина низкого давления).  
 P1( $\omega$ ) – ЦС от ротора ТНД; P2( $\omega$ ) – ЦС от ротора КВД;  
 P3( $\omega$ ) – ЦС от ротора СТ; P4( $\omega$ ) – ЦС от трансмиссии ГТУ;  
 P5( $\omega$ ) – ЦС от ротора нагнетателя; P11( $\omega$ ) – динамическая нагрузка от ротора ТНД по СНиП; P22( $\omega$ ) – динамическая нагрузка от ротора КВД по СНиП; P33( $\omega$ ) – динамическая нагрузка от ротора СТ по СНиП; P44( $\omega$ ) – динамическая нагрузка от трансмиссии ГТУ по СНиП; P55( $\omega$ ) – динамическая нагрузка от ротора нагнетателя по СНиП

В процессе набора скорости вращения роторами появляется момент времени  $t$ , в который угловая частота вращения роторов  $\omega$  совпадает с собственной частотой колебаний фундамента  $\lambda$ . Этот момент времени  $t$  является моментом прохождения через резонансную частоту колебаний фундамента.

В период разгона роторы проходят через «резонансную» частоту не одновременно, а в моменты времени  $t_1$ ,  $t_2$  и  $t_3$ . Первым через резонансную частоту проходит ротор КВД в момент времени  $-t_1$ , потом роторы СТ, нагнетателя и трансмиссия в момент  $-t_2$ , последний проходит ротор ТНД в момент  $-t_3$ . Составляющие  $A(P_1) \dots A(P_5)$  суммарной амплитуды  $A = \sum_{i=1}^n A(P_i)$  от воздействия каждого ротора по отдельности приведены на рис. 2.



Рис. 2. Графики расчетных амплитуд колебаний фундамента ГПА от каждого ротора по отдельности

По результатам вычислительного эксперимента в один момент времени скорости вращения роторов различается более, чем в 2,5 раза, скорости вращения ротора ТНД – 4600 об/мин, ротора КВД – 12000 об/мин. В фундаментах ГПА необходимо учитывать явление неодновременного прохождения роторами через резонансную частоту, так как оно неизбежно, когда собственная частота колебаний фундамент меньше рабочих скоростей вращения роторов ГПА, УРМ позволяет учитывать это явление при вычислении вынужденных амплитуд колебаний фундамента ГПА. Вычислительный эксперимент, показывает явление неодновременного прохождения через резонансную частоту роторами с разными скоростями вращения.

По результатам проделанных исследований предложены рекомендации по определению ДН, с учетом скорости вращения, массы и эксцентриситета ротора ГПА. В литературном источнике [3] динамическая нагрузка от ротора ГПА определяется как ЦС и возрастающая с увеличением скорости вращения ротора. На примере ГПА мощностью 25 МВт выполнено сравнение ДН, вычисленных по методике [5] с ДН, вычисленными по рекомендациям [3].

#### Список литературы

1. Козлов С.И. Применение легких проветриваемых фундаментов под ГПА на компрессорных станциях в сложных геологических условиях Ямальской группы месторождений / С.И. Козлов, М.А. Тюрин // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2013. – №10.

2. Тюрин М.А. Анализ методов расчета фундаментов под ГПА на компрессорных станциях в сложных геологических условиях // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №4.

## Новые технологии в газовой промышленности

3. Тюрин М.А. Исследование динамических нагрузок на фундаменты при работе газоперекачивающих агрегатов / М.А. Тюрин, М.А. Воронцов // ТЕХНОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА. – 2016. – №2.

4. Коренев Б.Г. Динамический расчет сооружений на специальные воздействия. – М.: Стройиздат, 1984.

5. СП26.13330.2012 «Фундаменты машин с динамическими нагрузками», Актуализированная редакция СНиП 2.02.05-87. – М., 2012.

УДК 621.311

*Стороженко Юлия Михайловна*

магистрант кафедры «Тепловая и атомная энергетика»

*Ялов Сергей Викторович*

аспирант кафедры «Тепловая и атомная энергетика»

ФГБОУ ВО «Саратовский государственный  
технический университет им. Гагарина Ю.А.»  
г. Саратов, Саратовская область

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЗДАНИЯ УТИЛИЗАЦИОННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОНТУРА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ НА НИЗКОКИПЯЩИХ РАБОЧИХ ТЕЛАХ В СИСТЕМАХ ТРАНСПОРТА ГАЗА

**Аннотация:** изложены основные положения оценки термодинамической и общей эффективности создания утилизационного энергетического контура (УЭК) газоперекачивающего агрегата (ГПА) с газотурбинным приводом. Рассмотрены вопросы выбора рабочего тела утилизационного энергетического контура ГПА. Установлено, что использование УЭК позволяет повысить КПД ГПА на 4–5%. Срок окупаемости инвестиций в создание УЭК ГПА не превышает 4–5 лет в зависимости от исходных технико-экономических факторов.

**Ключевые слова:** газоперекачивающий агрегат, утилизационный энергетический контур, термодинамическая эффективность, общая экономическая эффективность.

Одной из ключевых проблем повышения эффективности систем транспорта природного газа является снижение потребления газа на собственные технологические нужды, доля которых достигает 17% всей добычи газа, использования собственных источников электрической мощности и энергии для электроснабжения собственных нужд (при общем электропотреблении отраслью около 16 млрд кВт. ч). В России создана самая протяженная газотранспортная система в мире (более 155 тыс. км магистральных газопроводов), которая оснащена более 4000 газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которые ежегодно перекачивают более 700 млрд куб. м.

природного газа. Газотурбинный привод является основным типом в компрессорном парке ПАО «Газпром», его доля превышает 83%. Газотурбинный парк включает более 20 типов агрегатов различных производителей мощностью 2,5–25 МВт. Номинальный КПД этих агрегатов находится в диапазоне 23–35%. Температура выхлопных газов достигает 500°C. В большинстве случаев теплота уходящих газов полезно не используется. Одним из направлений решения указанных проблем связано с глубокой утилизацией теплоты уходящих газов газотурбинного привода ГПА и созданием энергетического утилизационного комплекса на основе применения низкокипящих рабочих тел (НРТ) [1–3].

Предлагаемая расчётная схема утилизационного энергетического контура с использованием НРТ представлена на рисунке 1.

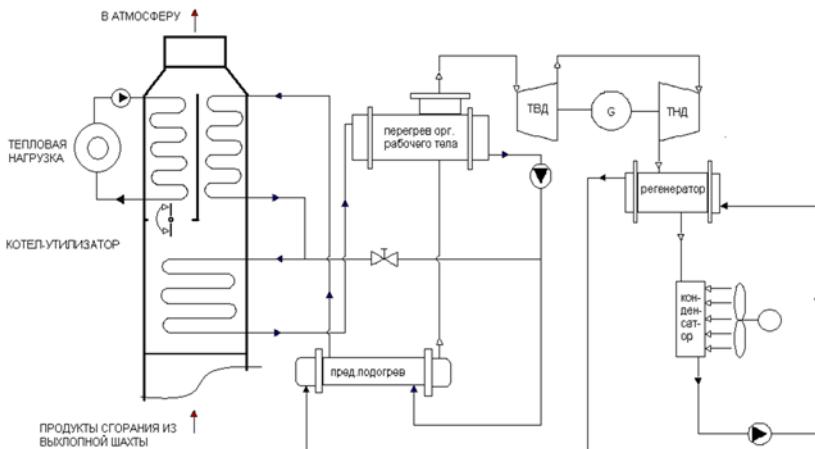


Рис. 1. Предлагаемая расчётная схема УЭК с НРТ

Данная расчетная схема УЭК с НРТ в условиях компрессорной станции обеспечивает выработку тепловой, и электрической энергии в количестве, достаточном для удовлетворения собственных нужд КС.

В предложенной схеме продукты сгорания из выхлопной шахты направляют в нижнюю часть котла-utiлизатора (КУ), направление движения выхлопных газов совпадает с направлением естественной конвекции, что снижает сопротивление выхлопа ГТУ. В схеме использован воздушный конденсатор. Для обеспечения тепловой нагрузки в КУ располагается дополнительная поверхность теплообмена для обеспечения теплоснабжения объектов КС, регулирование отпуска теплоты производится изменением угла установки шибера, расположенного перед КУ. При размещении КС в климатических зонах, где средняя зимняя температура

## Новые технологии в газовой промышленности

самых холодных месяцев составляет минус 26°C, а самые низкие температуры достигают значений минус 58–63°C, в качестве рабочего тела промежуточного контура используют специальные минеральные масла, а также растворы гликолей.

С целью укрупнения мощности УЭК, возможности концентрации оборудования комплекса с учётом компоновки промплощадки, обеспечения независимости от количества и последовательности работающих агрегатов, предлагается выполнить обвязку выхлопных шахт ГПА в единый коллектор с подключением его к котлу утилизатору УЭК. В каждом конкретном случае вопрос о рациональных компоновочных решениях УЭК должен рассматриваться индивидуально.

Принципиальным при разработке утилизационной установок является выбор вещества для использования его в качестве рабочего тела. Уровень температур уходящих газов ГТУ позволяет в качестве рабочего тела использовать наиболее дешевое вещество – воду. Но специфические особенности КС, такие как удаленность от водных источников, ограниченность территории и рабочего персонала требуют максимальной простоты технологических схем. Поэтому по условиям эксплуатации компрессорных станций более пригодными для использования в качестве рабочих тел являются низко-кипящие вещества.

Выбор низкокипящего рабочего тела предполагает учет определенных факторов: дешевизна; большие значения теплопроводности, температуропроводности насыщенной жидкости, плотности насыщенного пара и жидкости; низкие значения поверхностного натяжения и вязкости жидкости; нетоксичность; экологичность; исключение возможной эрозии лопаток и отсутствие перегрева пара перед турбиной за счет окончания процесса расширения в области перегретого пара.

В качестве возможных вариантов рабочих тел рассмотрены бутан ( $C_4H_{10}$ ), пентан ( $C_5H_{12}$ ), гексан ( $C_6H_{14}$ ), октафтторцикобутан ( $C_4F_8$ ), декафтторбутан ( $C_4F_{10}$ ), характеристики которых представлены в таблице 1.

Таблица 1  
Характеристики рассматриваемых рабочих тел

| Вещество (PT) | Термостойкость, °C | $P_{kp.}$ , МПа | $t_{kp.}$ , °C | $t_1$ пара перед турб., °C | $P_1$ пара перед турб., МПа | $t_3$ пара перед конд-ром, °C | $P_4$ в конд-ре МПа ( $t_s = 40°C$ ) |
|---------------|--------------------|-----------------|----------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|
| $C_4H_{10}$   | 290                | 3,796           | 152            | 290                        | 10                          | 51,15                         | 0,37849                              |
| $C_5H_{12}$   | 300                | 3,37            | 197            | 290                        | 5                           | 47,58                         | 0,11567                              |
| $C_6H_{14}$   | 300                | 3,034           | 235            | 290                        | 4                           | 46,87                         | 0,03729                              |
| $C_4F_8$      | 550                | 2,7775          | 115            | 290                        | 10                          | 51,35                         | 0,49176                              |
| $C_4F_{10}$   | 520                | 2,3234          | 113            | 290                        | 10                          | 51,04                         | 0,42326                              |

В качестве приводов ГПА используются преимущественно ГТУ, работающие по простому циклу, а также незначительное количество агрегатов, работающих по циклу с регенерацией. Термодинамические циклы ГТУ работающих по регенеративному и безрегенеративному циклам совместно с УЭК на НРТ докритического цикла представлены на рисунках 2 и 3.

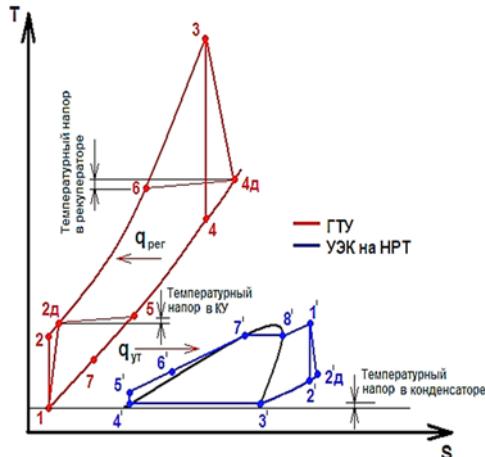


Рис. 2. Условный термодинамический цикл ГТУ с регенерацией

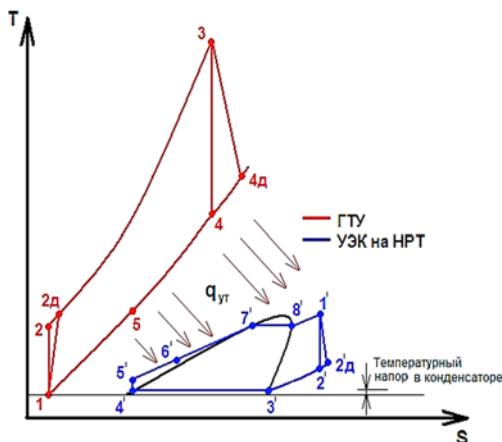


Рис. 3. Условный термодинамический цикл ГТУ без регенерации

На рисунках 2 и 3: 1-2 – адиабатный процесс сжатия воздуха в осевом компрессоре; 1-2д – реальный процесс сжатия воздуха в осевом компрессоре; 2д-6 – подвод тепла к сжатому воздуху в ре- генераторе (для ГТУ с регенерацией); 2д-3 – подвод тепла к рабо-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

чему телу в камере сгорания (для ГТУ без регенерации); 6-3 – подвод тепла к рабочему телу в камере сгорания (для ГТУ с регенерацией); 3-4 – адиабатное расширение смеси воздуха и продуктов сгорания в газовой турбине; 3-4д – реальный процесс расширения смеси воздуха и продуктов сгорания в газовой турбине; 4д-5 – отвод тепла от отработавших в турбине продуктов сгорания в регенераторе (для ГТУ с регенерацией); 5-7 – отвод тепла от продуктов сгорания к НРТ в котле утилизаторе (для ГТУ с регенерацией); 4д-5 – отвод тепла от продуктов сгорания к НРТ в котле утилизаторе (для ГТУ без регенерации); 7-1, 5-1 – сброс тепла в атмосферу; 1<sup>1</sup>-2<sup>1</sup> – адиабатное расширение рабочего тела в турбине; 1<sup>1</sup>-2<sup>1</sup>д – реальный процесс расширения рабочего тела в турбине; 2<sup>1</sup>(2<sup>1</sup>д)-3<sup>1</sup> – отвод тепла от отработавшего в турбине рабочего тела в регенераторе; 3<sup>1</sup>-4<sup>1</sup> – процесс конденсации паров НРТ в конденсаторе; 4<sup>1</sup>-5<sup>1</sup> – сжатие сконденсированного НРТ в насосе; 5<sup>1</sup>-6<sup>1</sup> – подвод тепла к НРТ в регенераторе; 6<sup>1</sup>-7<sup>1</sup> – подвод тепла к НРТ в котле утилизатора, до температуры кипения; 7<sup>1</sup>-8<sup>1</sup> – кипение (испарение) рабочего тела в испарительной части котла утилизатора; 8<sup>1</sup>-1<sup>1</sup> – перегрев рабочего тела в котле утилизаторе.

В таблице 2 приведены значения внутреннего КПД утилизационного контура для различных рабочих тел.

Таким образом, выполненные термодинамические исследования, позволяют определить перспективность предложенных технических решений, которые на базе утилизируемой теплоты позволяют получить на базе ГПА типа ГПА-Ц-16 качественно новый агрегат мощностью около 5 МВт с эффективным КПД более 41%. Создание утилизационного энергетического контура обеспечивает экономию топлива при транспортировке природного газа на 13%.

Используя методологию проектного финансирования для оценки эффективности инновационного проекта создания УЭК на НРТ принятые следующие критерии, основанные на расчетах денежных потоков проекта: чистый дисконтированный доход; внутренняя норма доходности; дисконтируемый срок окупаемости.

При оценке экономической эффективности инновационного проекта создания УЭК ГПА учет рисков следует осуществлять исходя из их классификации на специфические риски (могут быть как управляемыми, так и не управляемыми участниками инвестиционного процесса) и систематические или рыночные риски (не управляются участниками инвестиционного процесса).

Систематические риски и остаточные риски (специфические риски, не управляемые участниками инвестиционного процесса) рекомендуется учитывать путем введения премии за риск в ставку дисконтирования. Ставка дисконтирования (норма дисконта) с учетом премии за риск может быть установлена требованиями технического задания на проектирование или принятая на основе

## Обустройство объектов добычи, транспортировки и переработки газа

внутрикорпоративных требований или практики расчетов в ПАО «Газпром».

Таблица 2  
Параметры термодинамических циклов на сравниваемых НРТ

| Рабочее вещество  | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> | C <sub>4</sub> F <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> F <sub>10</sub> |
|---|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Температура пара на входе в турбину t <sub>1</sub> , °C   | 290                            | 290                            | 290                            | 290                           | 290                            |
| Давление пара на входе в турбину P <sub>1</sub> , МПа   | 10                             | 5                              | 4                              | 10                            | 10                             |
| Давление в конденсаторе P <sub>4</sub> , МПа  | 0,378                          | 0,115                          | 0,037                          | 0,491                         | 0,423                          |
| Температура насыщения в конденсаторе t <sub>4</sub> , °C  | 40                             | 40                             | 40                             | 40                            | 40                             |
| Внутренний относительный КПД турбины %  | 92                             | 92                             | 92                             | 92                            | 92                             |
| Внутренний относительный КПД насоса %   | 80                             | 80                             | 80                             | 80                            | 80                             |
| Энталпия пара на входе в турбину h <sub>1</sub> , кДж/кг  | 1113,2                         | 875,4                          | 764,6                          | 558,1                         | 351,2                          |
| Теоретическое значение энталпии на выходе из турбины h <sub>2т</sub> , кДж/кг   | 913,2                          | 660,4                          | 562,5                          | 499,5                         | 299,1                          |
| Действительное значение энталпии пара на выходе из турбины h <sub>2д</sub> , кДж/кг   | 929,2                          | 676,4                          | 578,7                          | 504,2                         | 303,3                          |
| Действительное значение энталпии на входе в конденсатор h <sub>3д</sub> , кДж/кг (P <sub>3д</sub> =P <sub>4</sub> ; t <sub>3д</sub> =t <sub>3</sub> +5°C) | 663,6                          | 377,4                          | 299,0                          | 351,1                         | 136,2                          |
| Энталпия жидкости на входе в насос h <sub>4</sub> , кДж/кг  | 296,8                          | 9,3                            | -68,5                          | 244,1                         | 45,1                           |
| Теоретическое значение энталпии жидкости на выходе из насоса h <sub>5т</sub> , кДж/кг   | 313,9                          | 17,4                           | -62,3                          | 250,6                         | 51,6                           |
| Действительное значение энталпии жидкости на выходе из насоса h <sub>5д</sub> , кДж/кг  | 318,2                          | 19,4                           | -60,7                          | 252,2                         | 53,2                           |
| Действительная энталпия вещества на входе в котёл-утилизатор h <sub>6д</sub> =h <sub>2д</sub> -h <sub>3д</sub> +h <sub>5д</sub> , кДж/кг                  | 583,8                          | 318,2                          | 218,9                          | 405,4                         | 220,3                          |
| Действительная теплота подводима в котле q <sub>1д</sub> =h <sub>1</sub> -h <sub>4д</sub> , кДж/кг  | 527,3                          | 539,2                          | 545,7                          | 152,7                         | 130,8                          |
| Действительная теплота, передающаяся в рекуператоре q <sub>рек</sub> =h <sub>2д</sub> -h <sub>3д</sub> =h <sub>6д</sub> -h <sub>5д</sub> , кДж/кг         | 265,6                          | 298,8                          | 279,7                          | 351,1                         | 167,0                          |
| Действительная работа турбины I <sub>т.д</sub> =h <sub>1</sub> -h <sub>2д</sub> , кДж/кг  | 183,9                          | 181,2                          | 185,9                          | 53,8                          | 47,8                           |
| Действительная работа насоса I <sub>н.д</sub> =h <sub>5д</sub> -h <sub>4д</sub> , кДж/кг  | 21,4                           | 10,0                           | 7,7                            | 8,1                           | 8,1                            |
| Действительная работа цикла I <sub>ц.д</sub> =I <sub>т.д</sub> -I <sub>н.д</sub> кДж/кг   | 162,5                          | 171,1                          | 178,2                          | 45,7                          | 39,7                           |
| Внутренний КПД цикла η <sub>и.д</sub> =I <sub>о.д</sub> /q <sub>1д</sub> , %  | 30,82                          | 31,75                          | 32,66                          | 29,95                         | 30,39                          |

Метод проектного финансирования инвестиционного проекта создания УЭК требует более строгой оценки риска вследствие

## Новые технологии в газовой промышленности

---

того, что этот метод обуславливает более высокую степень риска для инвесторов по сравнению с традиционной схемой финансирования через балансовую ведомость. Реализация инвестиционных проектов УЭК сопряжена с риском для всех его участников: ПАО «Газпром» и потребителей энергии в случае энергообеспечения социальной инфраструктуры. Способность деления рисков между ними является важнейшим условием осуществления инвестиционного проекта. Эти риски можно разделить на три группы: коммерческие, политические и стихийные. В настоящей работе под риском понимается мера опасности, представляющая собой многофакторную величину потенциально возможной потери или недополучения дохода по сравнению с расчетным вариантом и включающую следующие количественные показатели: величину ущерба в виде недополучения расчетного дохода вплоть до потери инвестиций; вероятность возникновения указанного ущерба вследствие проявления в реальных условиях какого-либо фактора; неопределенность как величины ущерба, так и вероятности. Таким образом, риск есть вероятностная категория, которая характеризуется вероятностью возникновения определенного уровня недополучения доходов и рассчитывается по формуле

$$r = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_{ij} (DY_{ij}) D Y_{ij}, \quad (1)$$

где  $P_{ij}$  – вероятность (частота) недополучения дохода величиной  $\Delta Y_{ij}$ ;  $m$  – количество видов рисков;  $n$  – количество диапазонов недополучения дохода.

Наиболее важным представляется расчет коммерческого риска  $r_k$ , связанного с возможными изменениями определяющих его факторов в процессе и на стадии завершения реализации проекта (инвестиционный риск  $r_k^u$ ) и в процессе эксплуатации (эксплуатационный риск  $r_k^3$ ). Коммерческий риск характеризует способность инновационного проекта создания УЭК получать расчетные значения критериев эффективности. Главными факторами, определяющими инвестиционный риск  $r_k^u$ , являются задержки в выполнении и повышение затрат на строительство энергетического объекта. Эксплуатационный риск  $r_k^3$  определяется техническими и режимными условиями, а также финансовым выполнением операционной деятельности. Каждый из приведенных критериев эффективности  $R$  зависит от большого числа неопределенных или вероятностно-неопределенных факторов и представляется случайной нормально распределенной величиной с математическим

ожиданием  $R$  и стандартом  $\sigma_R$ . Тогда, в соответствии с рисунком 4, можно выделить в зависимости от величины экономических потерь три зоны рисков: без рисковая (I), допустимого риска (II), критического риска (III) и катастрофического риска (IV). Зона допустимого риска характеризует экономическую целесообразность ИП, в этой зоне вероятные потери меньше ожидаемого дохода. Зона критического риска характеризуется возможностью потерь ожидаемого дохода вплоть до величины полной расчетной выручки. Зона катастрофического риска связана с потерей основных фондов вплоть до полной потери инвестиций.

В соответствии с выделенными рисковыми зонами вероятность появления потери величиной определяется как

$$P\{R < \bar{R}\} = P_c + \int_{-K}^{\bar{R}} f(R)dR, \quad (2)$$

где  $f(R)$  – дифференциальная функция распределения вероятности случайной величины снижения критерия эффективности от расчетного значения  $R$  вплоть до полной потери инвестиций  $R_K \approx K$  в проект. Функция  $f(R)$  представляется усеченной слева кривой нормального распределения вероятности появления потерь дохода, условием нормировки которой является функция вида

$$\int_{-K}^{\infty} f(R)dR = 1. \quad (3)$$

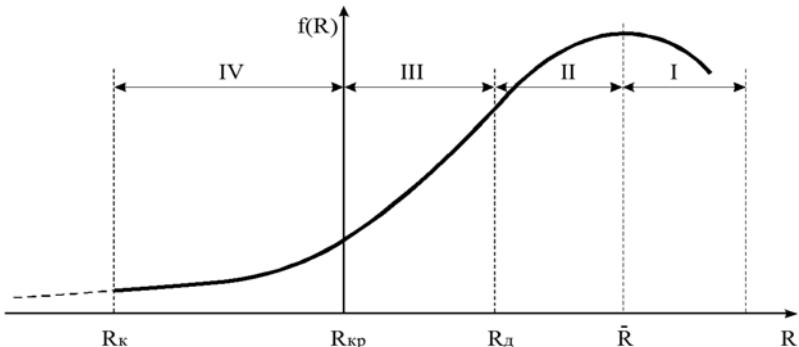


Рис. 4. Типичная кривая дифференциальной функции вероятности возникновения определенного уровня потерь

При этом вероятность потери инвестиций определяется величиной стихийного риска составляет  $P_c = 10^{-5} \dots 10^{-6} 1/\text{год}$ .

В процессе принятия решения о допустимости риска необходимо знание не только потерь, но и вероятности того, что потери не превысят некоторого уровня. Величины предельного и прием-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

лемого рисков устанавливаются участниками проекта. Предлагается ориентироваться на следующие предельные значения показателей риска:  $P_{\delta} = P\{R < R_{\delta}\} = 0,1$  ;  $P_{kp} = P\{R < R_{kp}\} = 0,01$  ;  $P_k = P\{R < R_k\} = 0,001$ .

Пользуясь категорией предельного значения показателей риска в виде приемлемой вероятности потерь расчетного значения критерия эффективности инвестиционного проекта можно рассчитать предельную величину критерия  $R'$  соответствующего заданной вероятности  $P'$  недополучения расчетного критерия по формуле

$$P\{R < R'\} = \int_{-\infty}^{R'} f(R) dR . \quad (4)$$

Решение указанного уравнения относительно величины  $R'$  для заданного уровня вероятности  $P'$  недополучения соответствующего значения критерия эффективности  $(\bar{R} - R')$  имеет вид

$$R' = \bar{R} - u_p \cdot \sigma_R , \quad (5)$$

где  $u_p$  – квантиль функции нормального распределения вероятности возникновения определенного уровня потерь критерия эффективности, соответствующая заданной (приемлемой) вероятности.

Относительная величина недополучения расчетного значения критерия эффективности  $\delta R_p = (\bar{R} - R') / \bar{R}$  определяется заданной вероятностью этого недополучения и рассчитывается по формуле

$$\delta R_p = u_p \cdot \nu_R , \quad (6)$$

где  $\nu_R$  – коэффициент вариации случайной величины расчетного значения критерия эффективности инвестиционного проекта.

Одним из условий экономической приемлемости инвестиционного проекта является условие внутренней нормы доходности проекта

$$E_{bh} \geq E + r , \quad (7)$$

Изложенные методические подходы к оценке рисков использованы при анализе эффективности инвестиционного проекта сооружению УЭК на базе ГПА-Ц-16 мощностью 16 МВт. Результаты расчетов приведены на рисунке 4.

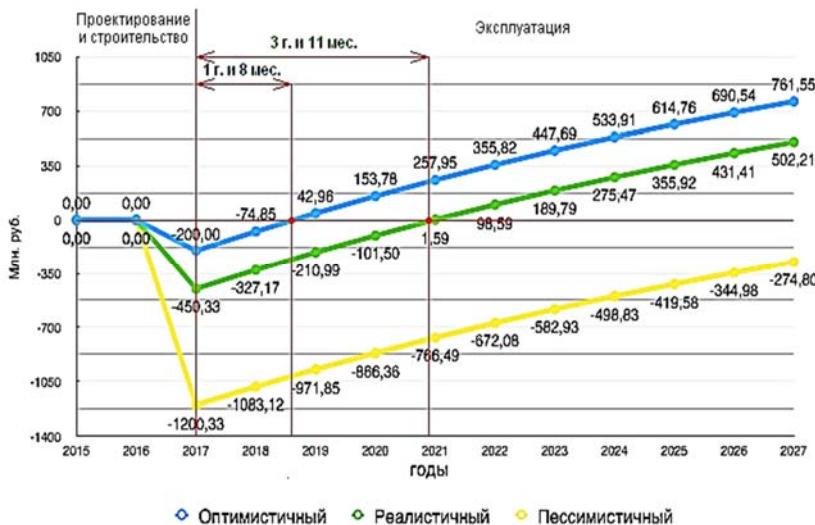


Рис. 5. Результаты расчёта экономической эффективности (ЧДД) реализации инновационного проекта создания УЭК

Из анализа результатов расчётов видно, что оптимистичный вариант окупается на втором году эксплуатации (1 год и 8 месяцев), реалистичный в конце четвёртого года эксплуатации (3 года и 11 месяцев), а пессимистичный не выходит на уровень окупаемости даже после десяти лет эксплуатации. При этом оптимистичный вариант возможен только после налаживания серийного производства оборудования УЭК.

*Список литературы*

1. Долотовский И.В. Энергоснабжение и утилизация отходов газовой отрасли / И.В. Долотовский, Е.А. Ларин // Энергия: экономика, техника, экология. – 2014. – Вып. №6. – С. 54–59.
2. Долотовский И.В. Энергоэффективная система энерго- и водоснабжения предприятий добычи и подготовки к транспорту природного газа / И.В. Долотовский, Е.А. Ларин, А.В. Ленькова, Н.В. Долотовская // Энергосбережение и водоподготовка. – 2013. – Вып. №5 (85). – С. 31–34.
3. Ларин Е.А. Энергетический комплекс газоперерабатывающих предприятий. Системный анализ, моделирование, нормирование / Е.А. Ларин, Н.В. Долотовская, И.В. Долотовский. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 420 с.

*Молот Светлана Викторовна*  
аспирант  
*Артюхов Иван Иванович*  
д-р техн. наук, профессор

ФГБОУ ВО «Саратовский государственный  
технический университет им. Гагарина Ю.А.»  
г. Саратов, Саратовская область

## ВЫСШИЕ ГАРМОНИКИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТОТНО- РЕГУЛИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ВЕНТИЛЯТОРОВ АВО ГАЗА

**Аннотация:** интенсивное внедрение устройств силовой электроники в различные технологические схемы на объектах магистрального транспорта газа сопровождается проблемой их негативного влияния на источники электропитания. Характерным примером является использование частотно-регулируемого электропривода вентиляторов в системах охлаждения компримированного газа. Наряду с экономией электроэнергии происходит ухудшение показателей ее качества, характеризующих форму напряжения в сети. С помощью имитационной модели, построенной в среде MATLAB с пакетом расширения Simulink, анализируются эти показатели.

**Ключевые слова:** аппарат воздушного охлаждения газа, частотно-регулируемый электропривод, преобразовать частоты.

На объектах магистрального транспорта газа активно внедряется частотно-регулируемый электропривод в различные технологические схемы. Существенный экономический эффект достигается, в частности, при оснащении электродвигателей аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа преобразователями частоты (ПЧ), с помощью которых осуществляется регулирование производительности вентиляторов при вариациях температуры окружающей среды и технологических параметров транспорта газа [5].

Для изготовления современных ПЧ для регулируемого электропривода применяется, в основном, схема с промежуточным звеном постоянного тока, основными элементами которой являются неуправляемый выпрямитель, сглаживающий фильтр, инвертор напряжения на IGBT модулях с широтно-импульсной модуляцией (рис. 1).

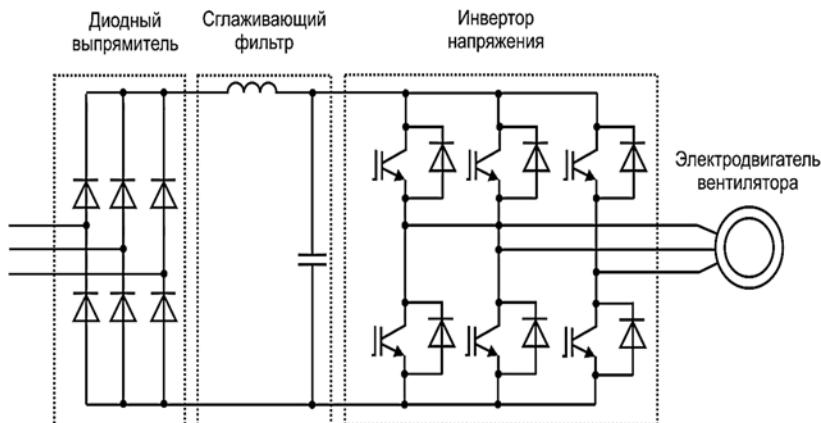


Рис. 1. Структурная схема частотно-регулируемого электропривода вентиляторов

Так как выпрямители выполняют по трехфазной мостовой схеме, то входной ток ПЧ представляет собой сумму нечетных гармоник, за исключением кратных трем. При этом наиболее интенсивными являются гармоники с номерами 5 и 7. В условиях, когда изготовители ПЧ применяют, в основном, конденсаторные сглаживающие фильтры, уровень высших гармоник (ВГ) в кривой входного тока ПЧ оказывается соизмеримым с уровнем основной гармоники [1].

На рис. 2 для примера показаны осциллограммы напряжения на шине 0,4 кВ и тока вторичной обмотки трансформатора типа ТМЗ-630/10 при 12 работающих преобразователях Altivar 58 [1].

Нелинейный и импульсный характер процессов преобразования электроэнергии посредством ключевых элементов приводит к возникновению проблемы негативного влияния устройств силовой электроники на качество электрической энергии в питающей сети. Потребление несинусоидального тока от источника питания приводит к тому, что на последовательных элементах системы электроснабжения (СЭС) возникают падения напряжения несинусоидальной формы. Вследствие этого напряжение в СЭС также приобретает несинусоидальную форму. При этом происходит ухудшение формы кривой напряжения не только на шинах 0,4 кВ, но и на стороне 6 (10) кВ.

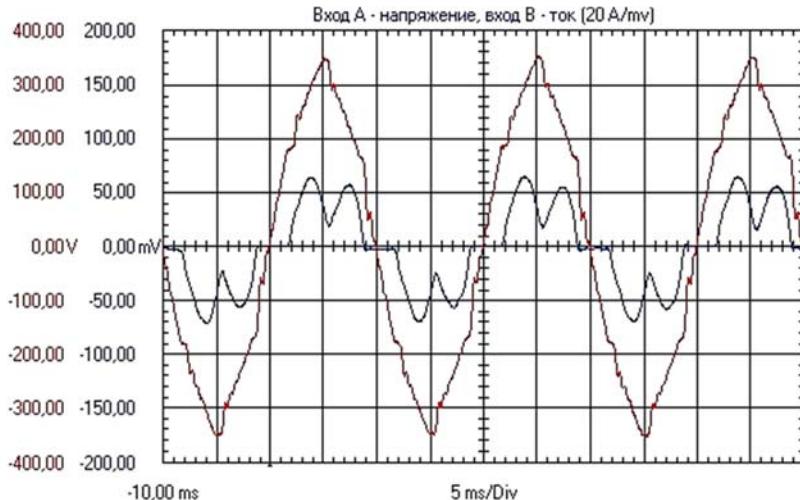


Рис. 2. Оциллограммы напряжения и тока вторичной обмотки трансформатора при работе 12 преобразователей

Согласно ГОСТ 32144-2013 несинусоидальность кривой напряжения характеризуется коэффициентами  $K_U$  и  $K_{U(n)}$  [4], основанными на представление периодических функций рядами Фурье.

Коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей напряжения рассчитывается как отношение действующего значения  $n$ -1 гармоники к действующему значению  $U_1$  первой гармоники

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_1} \cdot 100\%. \quad (1)$$

Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения  $K_U$  определяется отношением действующего значения высшей гармоники (ВГ) к напряжению  $U_1$  основной гармоники

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где  $N = 40$  – порядок (номер) последней из учитываемых ВГ.

Из (1) и (2) следует, что суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения можно определять также по формуле

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} K_{U(n)}^2}. \quad (3)$$

Отклонение формы токов от синусоиды можно характеризовать коэффициентами, которые рассчитываются по формулам, аналогичным (1) – (3).

Коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей тока

$$K_{I(n)} = \frac{I_n}{I_1} \cdot 100\%. \quad (4)$$

Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока

$$K_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_n^2}}{I_1} \cdot 100\% = \sqrt{\sum_2^{40} K_{I(n)}^2}. \quad (5)$$

Для исследования негативного влияния частотно-регулируемого электропривода АВО газа на питающую сеть разработана имитационная модель, которая реализована в среде Matlab (версия R2012a) с пакетом расширения Simulink [2]. Схема модели показана на рис. 3 и содержит следующие блоки силовой части электротехнического комплекса: Three-Phase Source (источник электропитания), Universal Bridge (трехфазный выпрямитель), Series RLC Brach (сетевые дроссели на входе выпрямителя), LD, RD (глаживающий дроссель), RI, СФ (эквивалентное сопротивление инвертора с параллельно подключенным конденсатором фильтра).

Правомерность представления инвертора, входящего в состав ПЧ, активным сопротивлением RI обусловлена тем, что в рассматриваемом случае целью моделирования является анализ влияния канонических гармоник в спектре входного тока ПЧ на качество электроэнергии в питающей сети. Спектр гармоник, вызванных коммутациями IGBT-модулей, смешен в высокочастотную область. Блок Three-Phase Parallel RL Load моделирует активно-индуктивную нагрузку источника питания.

Для анализа гармонического состава сетевого напряжения и входного тока ПЧ разработаны субсистемы Subsystem\_U и Subsystem\_I. Блок Active&Reactive Power осуществляет вычисление активной мощности P. С помощью блоков Product и Gain вычисляется полная мощность S. Блок Divide позволяет найти коэффициент мощности по формуле

$$\chi = P / S \quad (6)$$

В состав модели входят также виртуальные измерительные приборы: вольтметры Voltage Measurement, Current Measurement, цифровые дисплеи Display. Кривые токов и напряжений можно наблюдать на экранах осциллографов Scope.

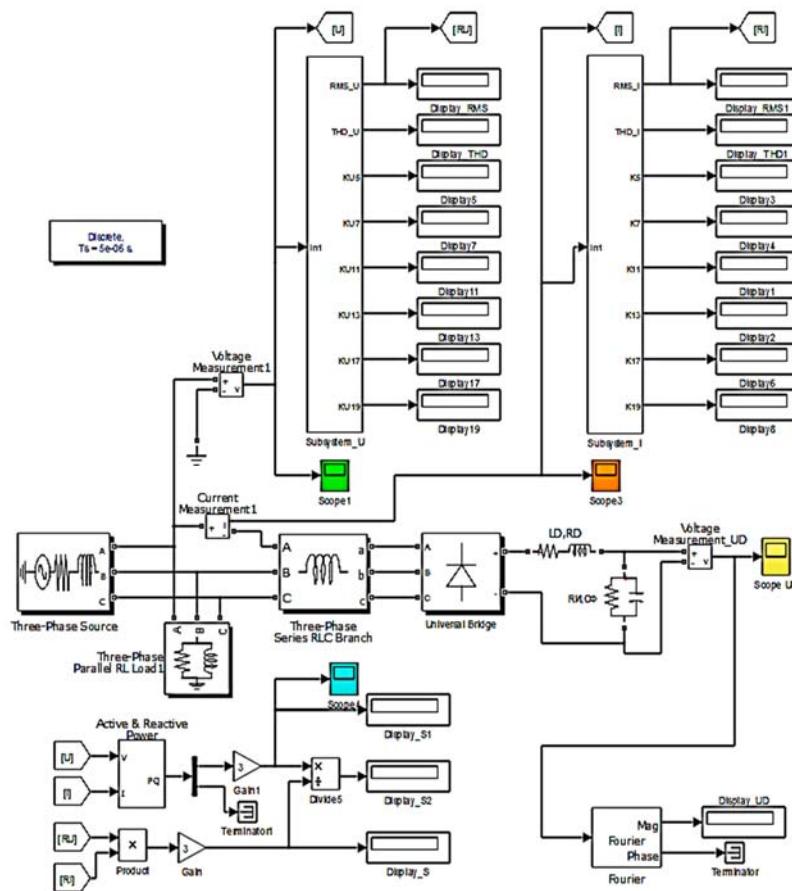


Рис. 3. Схема имитационной модели частотно-регулируемого электропривода вентиляторов АВО газа

На рис. 4–6 показаны результаты моделирования для следующего набора параметров: номинальное напряжение сети 380 В, частота 50 Гц; индуктивность и внутреннее сопротивление сети 24 мГн и 0,0068 Ом соответственно; индуктивность сетевых дросселей 10 мГн; индуктивность и емкость сглаживающего фильтра 120 мГн и 5000 мкФ соответственно.

Эквивалентное сопротивление RI изменялось таким образом, что суммарная мощность электроприводов АВО газа изменялась в диапазоне от 100 до 1100 кВт.

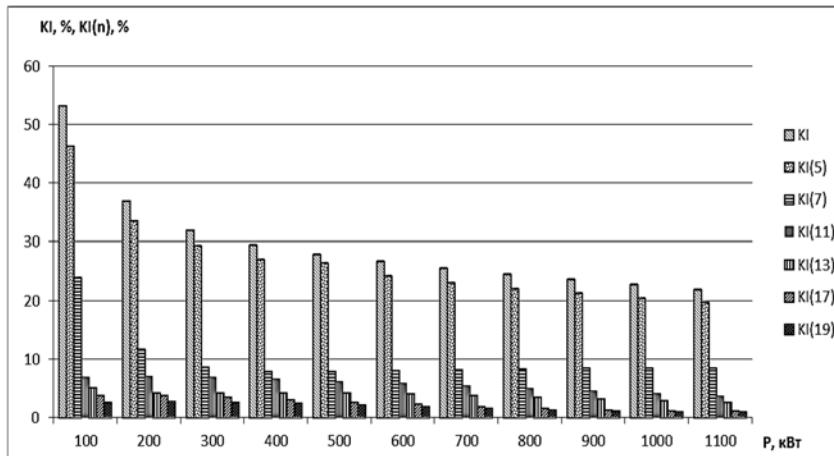


Рис.4 Зависимость суммарного коэффициента гармонических составляющих KI и коэффициентов гармоник KI(n) сетевого напряжения от мощности нагрузки

Из графиков на рис. 4 и 5 следует, что наибольший вклад в искажение формы кривой сетевого напряжения вносит 5-я гармоника, уровень которой во входном токе группы электроприводов с увеличением мощности нагрузки уменьшается, а в сетевом напряжении – наоборот, возрастает. Коэффициент мощности электроприводов в заданном диапазоне нагрузок изменяется от 0,87 до 0,95.

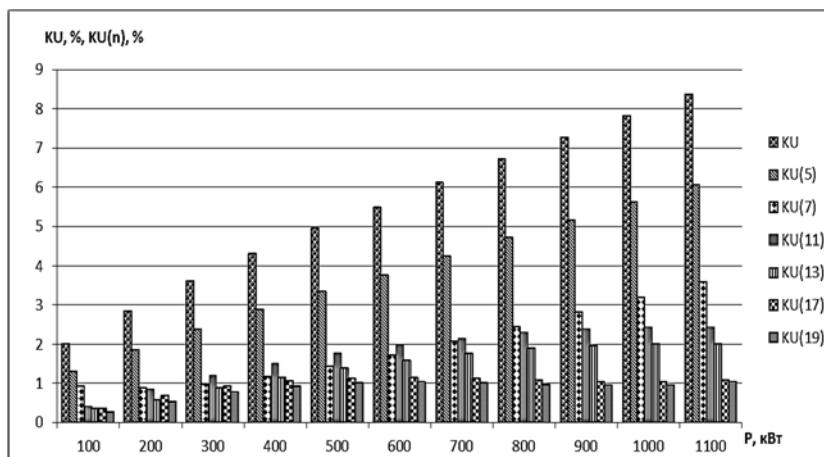


Рис. 5. Зависимость суммарного коэффициента гармонических составляющих KU и коэффициентов гармоник KU(n) сетевого напряжения от мощности нагрузки

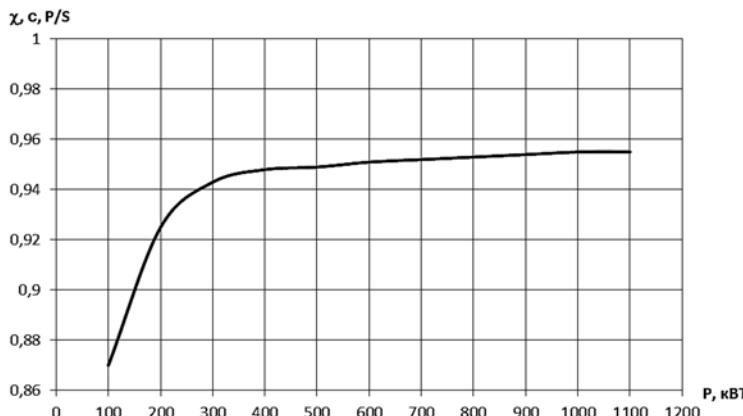


Рис. 6. Зависимость коэффициента мощности электропривода от мощности нагрузки

Результаты проведенного исследования позволяют сделать вывод о необходимости решения комплекса задач по обеспечению электромагнитной совместимости частотно-регулируемого электропривода вентиляторов АВО газа с источниками питания [3]. В противном случае процесс оснащения компрессорной станции частотно-регулируемыми электроприводами может привести к ситуации, когда в результате значительного содержания ВГ в СЭС будет нарушено нормальное функционирование электрооборудования.

### Список литературы

1. Артиков И.И. Влияние частотно-регулируемого электропривода вентиляторов на питающую сеть / И.И. Артиков, И.И. Бочкарева, С.В. Молот // Научное обозрение. – 2015. – №4. – С. 29–35.
2. Артиков И.И. Имитационная модель для анализа электромагнитной совместимости многодвигательного частотно-регулируемого асинхронного электропривода с питающей сетью / И.И. Артиков, С.В. Молот // Вопросы электротехнологии. – 2015. – №4 (9). – С. 33–38.
3. Артиков И.И. Обеспечение электромагнитной совместимости группы частотно-регулируемых электроприводов с источниками электропитания / И.И. Артиков, И.И. Бочкарева, С.В. Молот // Вопросы электротехнологии. – 2014. – №3 (4). – С. 64–70.
4. ГОСТ 32144 – 2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 20 с.
5. Ресурсосберегающая технология охлаждения газа на компрессорных станциях / И.И. Артиков, И.И. Аршакян, Р.Ш. Тарисов [и др.] // Вестник СГТУ. – 2011. – №1 (54). – Вып. 3. – С. 26–32.

УДК 622.014.5

*Ретунский Артем Сергеевич*

инженер отдела предпроектных разработок

*Беснятов Александр Борисович*

главный специалист

отдела предпроектных разработок

ПАО «ВНИПИгаздобыча»

г. Саратов, Саратовская область

## ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ПРИМЕРЕ ДОЖИМНОГО КОМПЛЕКСА «КОВЫКТИНСКОГО ГКМ»

*Аннотация:* в статье затрагивается зачастую невидимый пласт проектной деятельности по предварительной разработке различных вариантов будущего проектного решения, показана степень, многое вариативность и глубина проработки предлагаемых решений.

*Ключевые слова:* дожимная компрессорная станция, обустройство месторождения, многовариантное решение.

Готовый проект как результат деятельности проектной организации, согласованный заказчиком, соответствующими организациями и инстанциями есть основополагающий документ для начала строительства. Но, путь к технологическим решениям проекта лежит через многократные проверки, сопоставления различных технологий, выбор оборудования и материалов которые в основном закладываются на стадии разработки основных технических решений (ОТР) проекта. На этой стадии специалистами проектной организации рассматриваются различные варианты развития будущих проектных решений нацеленных на выполнение условий технического задания, с максимальной выгодой для заказчика и учетом его интересов. Рассмотрим частично эту работу на примере объектов дожимного комплекса проектируемых на «Ковыктинском ГКМ» обеспечивающим газом магистральный газопровод «Сила Сибири».

Ковыктинское ГКМ расположено в горно-таежной местности на Лено-Ангарском плато, в верховьях правобережных притоков р. Лены – Орлинги и Чичапты. Ближайшие населенные пункты: п. Жигалово в 80 км на юго-запад от центра месторождения и в 120 км на северо-восток п. Магистральный с одноименной железнодорожной станцией на БАМе. В административном отношении месторождение находится в Жигаловском районе Иркутской области. Климат района влажный с умеренно теплым летом и умеренно холодной малоснежной зимой, характеризуется резкой континентальностью, проявляющейся через низкие зимние и высокие

## Новые технологии в газовой промышленности

летние температуры. Среднегодовая температура равна минус 4,7 °С, января минус 28,5°С, июля 17,3°С. Абсолютный минимум составляет минус 54°С, абсолютный максимум 38°С. Среднее многолетнее количество осадков составляет 368 мм. Большая их часть выпадает в теплое время года. Преобладающее направление ветра северо-западное. Наибольшие скорости ветра достигают 30 м/с. Транспортная сеть развита очень слабо. На горных участках и в тайге дорог практически нет. Имеются лишь зимники, лесовозные дороги и охотничьи тропы. Особенностью проектирования обустройства Ковыктинского ГКМ является наличие относительно высоких начальных пластовых давлений, что в свою очередь влияет на выбор схемы подготовки газа и схемы работы дожимного комплекса.

Для оптимизации затрат в обустройство Ковыктинского ГКМ рассмотрены варианты схем подготовки газа с различным давлением на входе НТС. Применение различного давления на входе установки НТС непосредственно влияет на сроки ввода и мощность дожимного комплекса. Кроме того, рассмотрена целесообразность применения турбодетандерных агрегатов в схеме подготовки газа в условия высоких начальных пластовых давлений. Рассмотрены варианты с рабочим давлением на входе в установку НТС на уровне  $P = 11,8$  МПа и  $P = 8,6$  МПа и произведено их технико-экономическое сравнение с целью выбора наиболее эффективного варианта (Таблица 1).

Таблица 1  
Варианты схем подготовки газа

| Вариант    | Вариант №1<br>Поддержание давления<br>на входе НТС на уровне<br>$P = 11,8$ МПа |                                      | Вариант №2<br>Поддержание давления<br>на входе НТС на уровне<br>$P = 8,6$ МПа |                                      |
|------------|--|--------------------------------------|---|--------------------------------------|
| Подвариант | Вариант №1.1 – Схема НТС с ТДА   | Вариант №1.2 – Схема НТС с дросселем | Вариант №2.1 – Схема НТС с ТДА  | Вариант №2.2 – Схема НТС с дросселем |

Основными требованиями определяющими режим работы установки НТС являются требования к качеству подготовки газа [1] и конденсата [2].

Давление 11,8 МПа на входе НТС (рис. 1) выбрано как верхний предел, для которого имеется широкая база арматуры, трубопроводов и оборудования. Давление 8,6 МПа на входе НТС (рис. 2) выбрано, как давление, обеспечивающее максимальную конденсацию жидкости в низкотемпературном сепараторе. Работа оборудования НТС осуществляется при падающем давлении с 11,8 до 8,6 МПа, что не является эффективным с точки зрения металлоёмкости, но более эффективно с точки зрения сроков ввода ДКС.

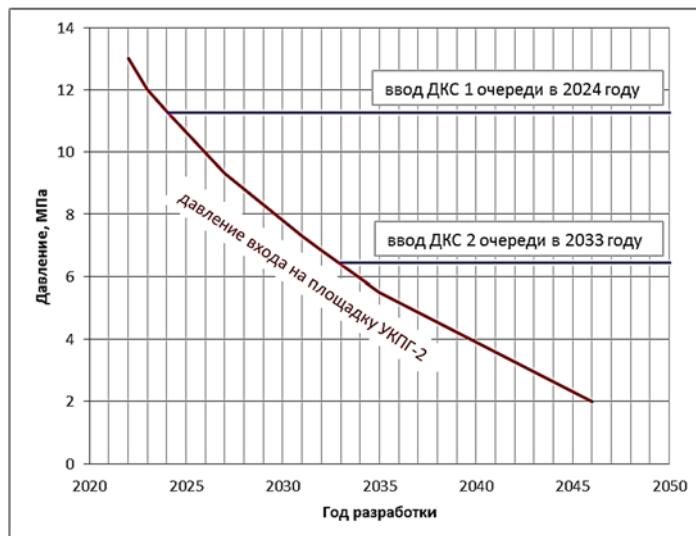


Рис. 1. Ввод ДКС при поддержании давления 11,8 МПа (на примере УКПГ-2)

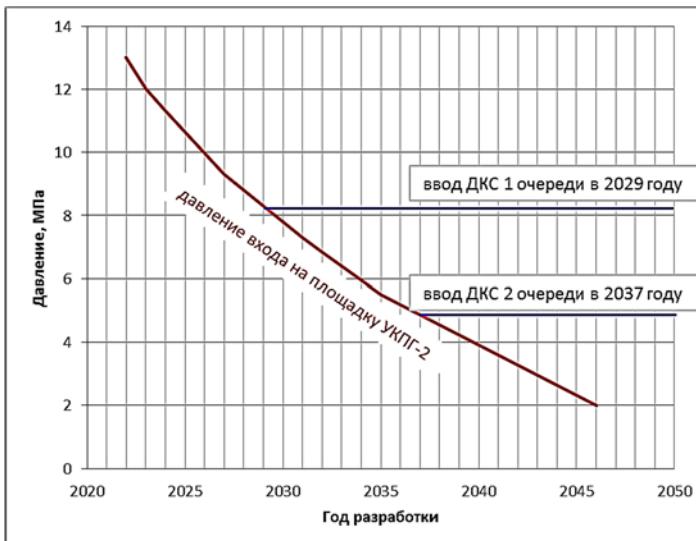


Рис. 2. Ввод ДКС при поддержании давления 8,6 МПа (на примере УКПГ-2)

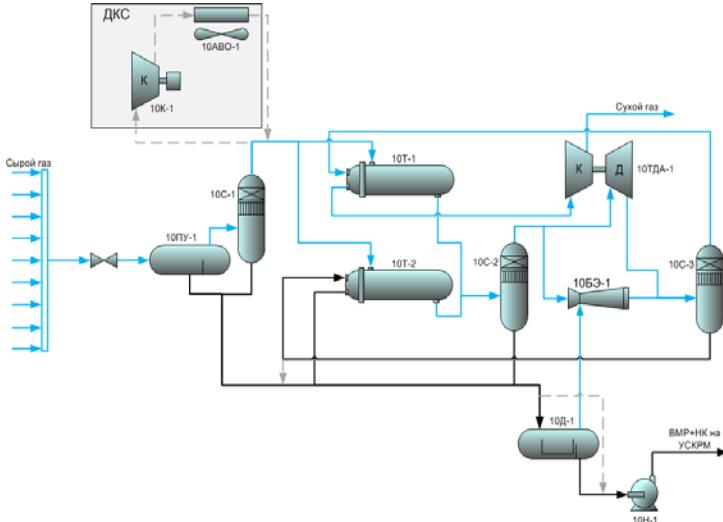


Рис. 3. Подготовка газа методом НТС с ТДА  
(Варианты 1.1, 2.1)

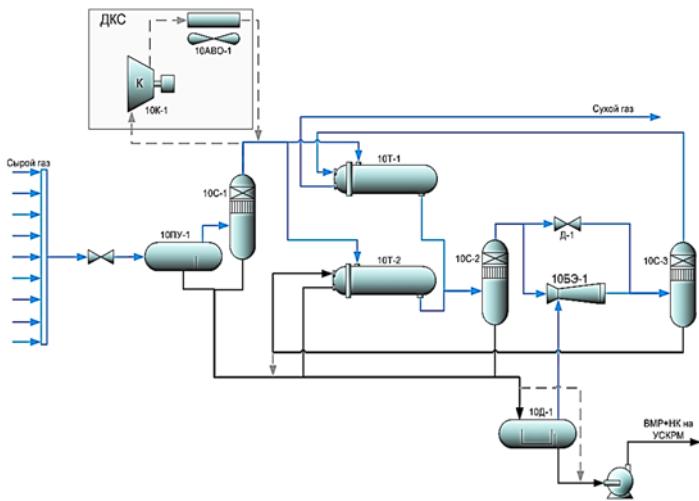


Рис. 4. Подготовка газа методом НТС на дросселе  
(Варианты 1.2, 2.2)

Сравнение осуществлялось комплексно, с учетом полного набора объектов обустройства. Проработка решений по объектам обустройства проведена в соответствии с СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 [3]. В рамках выполненного сравнения, произведена

## Обустройство объектов добычи, транспортировки и переработки газа

проработка вопроса возможности работы оборудования при изменении давления на входе НТС с 11,8 МПа до 8,6 МПа и его поддержанием на уровне 8,6 МПа.

Вариант 1.1 подразумевает применение технологии подготовки газа НТС с ТДА с поддержанием давления на входе НТС равным 11,8 МПа. Применение ТДА позволяет снизить потери давления на НТС, как следствие снизить мощность, потребляемую ГПА на головной компрессорной станции (ГКС). Поддержание давления 11,8 МПа (на входе НТС) позволяет обеспечить работу оборудования НТС в одном режиме, на всем периоде эксплуатации месторождения.

Вариант 1.2 подразумевает применение технологии подготовки газа НТС на дросселе с давлением на входе 11,8 МПа. Применение дросселя на НТС позволяет снизить капитальные вложения в установку НТС. При этом увеличиваются потери давления на установке, возрастают нагрузка на ГКС. Поддержание давления 11,8 МПа (на входе НТС) позволяет обеспечить работу оборудования НТС в одном режиме, на всем периоде эксплуатации месторождения.

Вариант 2.1 подразумевает применение технологии подготовки газа НТС с ТДА на входном давлении 8,6 МПа. Применение ТДА позволяет снизить потери давления на НТС, как следствие снизить мощность, потребляемую ГПА на ДКС. В данной схеме давление в низкотемпературном сепараторе находится в диапазоне 5–6 МПа (давление максимальной конденсации). Работа оборудования НТС осуществляется при падающем давлении с 11,8 до 8,6 МПа.

Вариант 2.2 подразумевает применение технологии подготовки газа НТС на дросселе с давлением на входе 8,6 МПа. Применение дросселя на НТС позволяет снизить капитальные вложения в установку НТС. При этом увеличиваются потери давления на установке, и возрастают нагрузка на ГКС. Работа оборудования НТС осуществляется при падающем давлении с 11,8 до 8,6 МПа.

После выбора параметров и технологии подготовки газа, на выбранном варианте НТС рассмотрены варианты оснащения ГКС, ДКС-2,3,4 на УКПГ и произведено их технико-экономическое сравнение. Проработка решений по ГКС и ДКС проводилась в соответствии с ВРД 39-1.8-055-2002 [4].

Таблица 2  
Варианты схем подготовки газа

| Объект/установка   | ГКС                          | ДКС на УКПГ-2    | ДКС на УКПГ-3     | ДКС на УКПГ-4     |
|--------------------|------------------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| Варианты оснащения | ГПА-16;<br>ГПА-25;<br>ГПА-32 | ГПА-6;<br>ГПА-10 | ГПА-10;<br>ГПА-16 | ГПА-10;<br>ГПА-16 |

Варианты НТС с ТДА имеют более высокие показатели экономической эффективности, по сравнению с вариантами НТС на

## Новые технологии в газовой промышленности

---

дроесселе, даже в условиях наличия высоких начальных пластовых давлений. Более высокие показатели достигаются за счет меньших потерь давления на НТС и как следствие, меньшей мощности ГКС и более поздних сроков ввода агрегатов.

Наилучшими показателями эффективности характеризуется вариант 2.1, предусматривающий применение схемы НТС с ТДА на давление 8,6 МПа и соответствующий ввод дожимного комплекса.

Данный вариант характеризуется следующим:

Применение ТДА и низкого уровня давления в НТС позволяет снизить потери давления на НТС, снизить мощность и сдвинуть сроки ввода компрессорных станций.

В данной схеме давление в низкотемпературном сепараторе находится в диапазоне 5–6 МПа (максимальной конденсации).

Работа оборудования НТС осуществляется при падающем давлении с 11,8 до 8,6 МПа, что не является эффективным с точки зрения металлоёмкости оборудования, но более эффективно с точки зрения сроков ввода ДКС.

На выбранном варианте технологии (вариант 2.1) подготовки газа наилучшие экономические показатели имеют варианты оснащения ДКС предусматривающие применение на ДКС следующих агрегатов:

ГКС – ГПА-25;

ДКС на УКПГ-2 – ГПА-10.

ДКС на УКПГ-3 – ГПА-16.

ДКС на УКПГ-4 – ГПА-16.

Укрупнение мощности ДКС приводит к улучшению экономических показателей проекта.

Исходя из рассмотренного, можно сделать предположительный вывод, что предпочтительными с экономической точки зрения вариантами оснащения ГКС являются ГПА-25 и ГПА-16. Соотношение результатов между вариантами ГПА-25 и ГПА-16 находятся в пределах точности счета. Выбран вариант оснащения ГКС ГПА-25 т.к., это вариант имеет ряд технологических преимуществ.

При обосновании приоритетного технического решения, кроме экономических показателей могут также учитываться дополнительные факторы, например, санкционные риски и прочее. Таким образом, стадия ОТР, направленная на выработку концептуальных решений на основе моделирования технологических процессов и многофакторного анализа полученных результатов, позволяет оптимизировать подбор технологических решений при разработке проектной документации.

### *Список литературы*

1. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. – М., 2004. – 163 с.

2. СТО Газпром 089-2010. Стандарт организации. Система стандартизации ОАО «Газпром». Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М., 2011. – 12 с.

3. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. – М., 2012. – 11 с.

4. ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ. – М., 2002. – 98 с.

**УДК 621.316.11:621.311.152**

*Гребенников Аркадий Геннадьевич*

инженер 3 категории

отдела проектирования систем электроснабжения

ПАО «ВНИПИГаздобыча»

г. Саратов, Саратовская область

## **К ВОПРОСУ УПРАВЛЕНИЯ РАСЧЕТАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК**

*Аннотация:* в статье рассматривается концепция программного комплекса, позволяющего оптимизировать расчеты электрических нагрузок.

*Ключевые слова:* расчет электрических нагрузок, программный комплекс, автоматизация процессов, повышение производительности, снижение риска совершения ошибок.

Расчет электрических нагрузок – один из наиболее ответственных этапов проектирования системы электроснабжения каждого предприятия любой отрасли. Главной задачей расчета является определение результирующей электрической нагрузки во всех точках энергосистемы. От полученных значений зависят основные характеристики элементов системы электроснабжения, а, следовательно, размеры капиталовложений в энергетическое строительство. В середине восьмидесятых годов прошлого века на основании выявленных различий между рассчитанными в процессе проектирования и фактически замеренными показателями, в целях упорядочивания методов расчета, в нашей стране был проведен ряд научных исследований в области вероятностных методов формирования нагрузок и уточнения результатов расчета. Вследствие разнохарактерности технологических процессов разработка унифицированной математической модели расчета не представлялась возможной. Был разработан ряд методов, определяющих порядок расчетов в зависимости от функциональной принадлежности групп электроприемников. Эти методы основаны на комбинированном использовании поправочных коэффициентов (коэффициент спроса, коэффициент использования, коэффициент одновременности), выведенных эмпирическим путем.

В настоящее время, в условиях возросшего темпа проектирования, расчет нагрузок объекта строительства занимает достаточно длительное время. Как правило, его выполняют несколько человек. Расчеты выполняются несколькими методами, которые в дальнейшем необходимо свести в один сводный расчет. От инженера требуется знание возможных режимов функционирования объекта, поря-

док взаимодействия технологического оборудования в каждом из режимов и особенности эксплуатации каждого электроприемника.

Программа «Electrical Load Calculation», которая используется в отделе проектирования систем электроснабжения в настоящий момент, не позволяет в полной степени реализовать весь спектр необходимых расчетов и требует непосредственного ввода исходных данных исполнителем, что увеличивает время работ и вероятность совершения ошибки. Так же необходим более высокий уровень организации расчетов, особенно при корректировках, когда новые расчеты должны производиться на всех стадиях, которые подвергаются изменениям.

Для оптимизации процесса проектирования, на основании вышеперечисленных факторов был сформирован ряд задач, требующих решения:

- 1) автоматизация проверки выдаваемых исходных данных;
- 2) автоматизация процесса обработки, с возможностью ввода дополнительных критериев;
- 3) возможность выполнения различных видов расчетов на базе единого программного комплекса;
- 4) возможность контроля внесения изменений на всех этапах расчета.

Для решения поставленных задач была сформирована рабочая группа. В ее состав вошли сотрудники отдела проектирования систем электроснабжения и отдела автоматизации проектирования и управления ПАО «ВНИПИГаздобыча». Поскольку архитектура существующей программы не позволяла решать выявленные задачи, было принято решение о разработке нового программного комплекса. В данный момент идет разработка этого комплекса, с учетом: формулировки алгоритма работы; подключения к процессу работы технологических отделов по изменению параметров технологического оборудования и т.д.

После введения в эксплуатацию программного комплекса расчет электрических нагрузок предполагается выполнять следующим образом. Вначале, отделы-технологи выдают задания, разработанные по стандартам ПАО «ВНИПИГаздобыча», на подключение оборудования к электрическим сетям. При получении такого задания в отделе проектирования систем электроснабжения вначале будет проводиться его проверка с помощью программного комплекса на наличие необходимых данных для выполнения расчетов. Если, в процессе проверки, будет выявлен недостаток исходных данных, такое задание будет отправляться на доработку. При правильном заполнении задания, программный комплекс будет вначале осуществлять его первичную обработку. При необходимости инженер, выполняющий расчеты сможет ввести дополнительные параметры обработки (например, сгруппировать электроприемники по распределительным щитам). Итогом первичной обработки будут являться исходные данные для расчета нагрузок в различных режимах работы технологиче-

ского оборудования. После введения справочных коэффициентов программный комплекс будет производить расчет нагрузок во всех режимах работы по указанным распределительным щитам. Результаты одних расчетов смогут быть преобразованы в исходные данные для других расчетов (например, сначала будет выполнен расчет распределительных щитов, где потребителями будут являться отдельные электроприемники, потом будет выполнен расчет вводно-распределительного устройства, где потребителями будут являться уже распределительные щиты). Таким образом, поэтапно, возможно будет выполнить расчет нагрузок от отдельного щита до суммарной нагрузки на шинах главной понизительной подстанции. При необходимости корректировки расчетов на каком-либо этапе или ввода дополнительных потребителей (например, учет совместно с трансформаторными подстанциями высоковольтных насосов при расчете нагрузок на закрытом распределительном устройстве) достаточно будет ввести сведения в исходные данные необходимого расчета. Данные указанных расчетов могут быть преобразованы в сводные таблицы с указанием нагрузок и расхода электроэнергии по площадкам объекта в различные годы на различных этапах ввода в эксплуатацию.

После введения в эксплуатацию предполагается получить следующие результаты:

- 1) снижение времени проведения расчетов электрических нагрузок;
- 2) упрощение проверки получаемых заданий на подключение электроприемников;
- 3) снижение рисков совершения ошибок при обработке исходных данных;
- 4) повышение наглядности проведения расчетов;
- 5) упрощение контроля внесения изменений на всех этапах расчетов.

Итогом разработки программного комплекса ожидается повышение производительности при расчете электрических нагрузок проектируемых потребителей.

### *Список литературы*

1. Указания по расчету электрических нагрузок, руководящий технический материал, РТМ 36.18.32.4-92 / ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского. – М., 1993.
2. Пособие к «указаниям по расчету электрических нагрузок» (вторая редакция), шифр М788-1066 / ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского. – М., 1993.
3. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий (1-я редакция), нормы технологического проектирования / ВНИПИ Тяжпромэлектропроект им. Ф.Б. Якубовского. – М., 1994.
4. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий, свод правил по проектированию и строительству, СП 31-110-2003/ ОАО компания «Электромонтаж», ОАО ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», Ассоциация «Росэлектромонтаж», НИИСФ РААСН, ФГУП «Монтажспецвязь», ФГУП ЦНС Госстрой России. – М., 2004.

**Бакулин Илья Николаевич**

инженер 3 категории

отдела проектирования систем электроснабжения

**Ефимова Ирина Анатольевна**

главный специалист

отдела проектирования систем электроснабжения

ПАО «ВНИПИГаздобыча»

г. Саратов, Саратовская область

## ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТРАНСПОРТА ГАЗА

**Аннотация:** в статье рассмотрены разные виды автономных источников питания отечественного производства для электроснабжения линейных потребителей транспорта газа.

**Ключевые слова:** автономный источник питания, возобновляемый источник питания.

Для линейных объектов систем магистральных газопроводов, располагаемых в районах строительства, где отсутствует возможность присоединения к существующим сетям электроснабжения, а природные и климатические условия характеризуются как весьма тяжелые, необходимо применение специальных технических решений в области электроснабжения, обеспечивающих работоспособность технологического оборудования.

Альтернативным и достаточно надежным решением проблемы в данных случаях является создание локальных систем электроснабжения с минимальной длиной отходящих линий от автономных или возобновляемых источников электроснабжения, расположенных в центре нагрузок.

Электростанция должна обеспечивать:

- надежное электроснабжение (живучесть) в экстремальных условиях полярной ночи;
- высокую степень автоматизации;
- простоту обслуживания и удобства, обеспечивающие проведение ремонта специализированным и по необходимости обслуживающим персоналом;
- минимальный вес.
- комплектность поставки с системами охранной и пожарной сигнализации.

Устанавливаемые в электростанции электроагрегаты должны быть в блочном исполнении максимальной заводской готовности и требовать минимальные строительно-монтажные работы.

Конструкция фундамента должна учитывать специфику работы электростанций, и почвенные условия вечной мерзлоты. На электростанциях необходимо предусмотреть возможность выработки тепловой энергии, что повысит надежность теплоснабжения и общий КПД электростанции.

Принятие решения о применении автономных источников питания на том или ином объекте со сложными природно-климатическими условиями обуславливается по следующим критериям:

- возможностью присоединения вдоль трассовых ВЛЗ 10 (6, 20) кВ к существующим электрическим сетям;
- результатами технико-экономических сравнений вариантов электроснабжения линейных потребителей от автономных источников питания и по ВЛЗ 10 (6, 20) кВ;
- в случае принятия решения о применении автономного источника питания, выбор типа АИП рассматривается на основании технико-экономического сравнения вариантов между АИП.

В настоящее время, в условиях санкционной политики отдельных государств относительно РФ, рынок автономных источников питания отечественного производства стал значительно развиваться. В данной статье представлены следующие изготовители автономных источников питания:

*1. Преобразователь энергии «Ормат» (Израиль), российский аналог автономный источник АПЭ-4.48 производства ОАО «ТЭМЗ» г. Томск.*



Рис. 1

## Новые технологии в газовой промышленности

Установка «Ормат» и АПЭ-4.48 состоит из системы сжигания топлива, парогенератора, турбогенератора переменного тока, конденсатора с воздушным охлаждением, выпрямителя, сигнализации и систем управления, размещенных в укрытии.

Горелка нагревает органическую рабочую жидкость в парогенераторе, часть жидкости испаряется, и пар, расширяясь, приводит во вращение колесо турбины и соединенный с ним ротор генератора. Пар затем поступает в конденсатор, где он охлаждается, конденсируется, а полученная жидкость возвращается насосом в парогенератор, охлаждая на своем пути электрогенератор и смазывая подшипники. Цикл повторяется непрерывно до тех пор, пока происходит нагрев парогенератора. Турбогенератором вырабатывается трехфазный переменный ток, который затем выпрямляется и фильтруется.

Срок службы установки – 30 лет.

*2. Автономный источник питания АИПТ-5000, АИПТ-8000, АИПТ-16000 (ООО Завод «Саратовгазавтоматика», г. Саратов).*



Рис. 2

Автономные источники питания АИПТ предусматриваются на базе термоэлектрических генераторов ГТЭГ-500 разработки ЗАО «Криотерм» г. Санкт-Петербург. Работа установки основана на принципе прямого преобразования тепловой энергии, выделяемой при горении газа, в электрическую энергию.

Комплектация АИПТ может быть дополнена отсеком для размещения оборудования ЭХЗ, телемеханики, связи, КИТСО, СИГТМ, а также отсеком с дизель-генераторной установкой, используемой в качестве аварийного источника питания.

Срок службы установки – 30 лет.

3. Автономный источник питания АТИП 5000, АТИП 8000 (ООО «Термоинтех», г. Москва).



Рис. 3

Автономные источники питания АТИП предусматриваются на базе термоэлектрических генераторов с воздушным охлаждением ГТЭ(в).

Принцип работы термоэлектрического генератора основан на эффекте Зеебека — преобразовании тепловой энергии в электрическую. Нагрев происходит за счет сгорания природного газа. Генератор представляет собой устройство, включающее в себя основные элементы: камеру сгорания газового топлива, теплоприемник, термоэлектрический модуль и радиатор. При нагревании одной стороны термоэлектрического модуля (ТЭМ) и охлаждении другой стороны, на контактах возникает напряжение (ЭДС).

Срок службы установки – 30 лет.

4. Блочно-комплектная энергоустановка БКЭУ-ЭХГ-5 (ОАО «НИПОМ», г. Дзержинск).

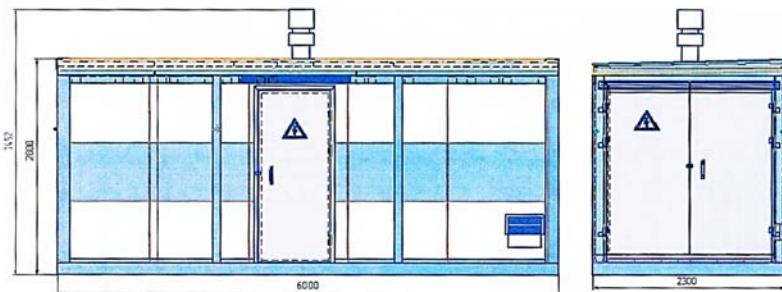


Рис. 4

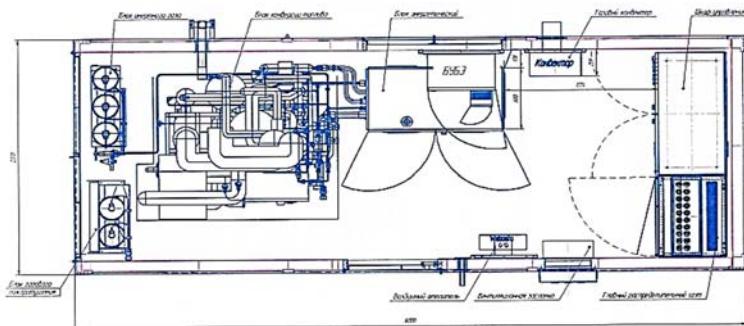


Рис. 5

Блочно-комплектная энергоустановка БКЭУ-ЭХГ-5 мощностью 5,0 кВт выполнен на базе электрохимического генератора ЭУ-ТЭ-5,0 разработки Филиал «ЦНИИ СЭТ» ФГУП «Крыловский научный центр».

В качестве топлива используется природный газ. Давление газа, подводимого к ЭУ-ТЭ-5,0 составляет 12–15 бар. Для понижения давления магистрального газа необходима дополнительная установка редуцирующего пункта РП-10.

Срок службы электрохимического генератора ЭУ-ТЭ-5,0 составляет 20 лет.

5. Автоматизированный энергетический комплекс АЭК на базе солнечных модулей (СМ) и ветроэнергоустановки (ВЭУ) с энергомодулем (ДГ) производства ООО «НПФ «Вымпел», г. Саратов.

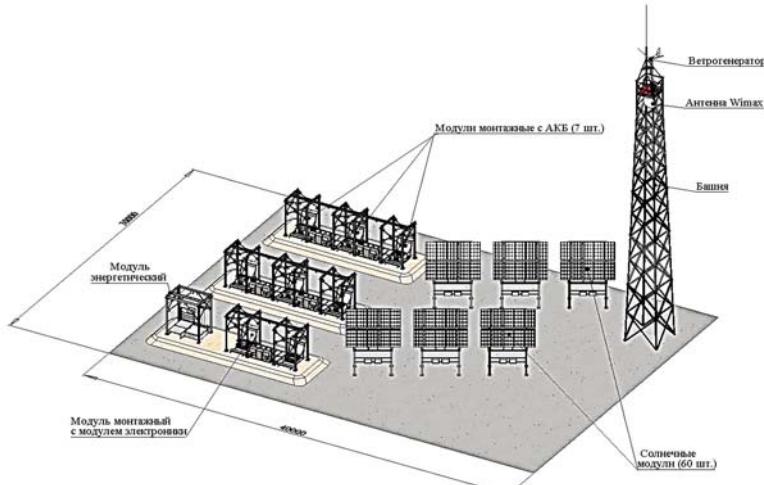


Рис. 6

## Обустройство объектов добычи, транспортировки и переработки газа

Блок аккумуляторов (7 шт.), входящих в состав контролируемого пункта производства ООО «НПФ «Вымпел», состоит из аккумуляторов Sonnenschein OPzV-800 в количестве 84 шт. Срок службы аккумуляторов – 18 лет.

Аккумуляторы Sonnenschein OPzV-800, ветрогенератор «Whisper 200», 5% элементной базы в составе АЭК «Вымпел», 6,5% элементной базы в составе средств автоматизации – являются комплектующими импортного производства.

6. Блок-контейнер с газопоршневым агрегатом (ООО «Энергетические технологии» г. Москва).



Рис. 7

Газопоршневая электростанция ЭП18-Т400- ЗРНМ1 мощностью 18 кВт с газопоршневым агрегатом YEG250NTYS производства Япония в контейнерном исполнении состоит из теплоизолированного контейнера, газопоршневого электроагрегата, системы автоматического управления газопоршневого электроагрегата, системы газоснабжения, системы контроля загазованности, системы отопления и вентиляции, системы оповещения, системы пожарной безопасности, системы охранной сигнализации, вспомогательного оборудования.

Срок службы изделия – 20 лет.

В условиях быстрого темпа роста развития отечественных автономных источников питания, и как следствие этого отсутствие в общем доступе и полном объеме информации для проектирования по отдельным типам АИП, часть АИП прошли опытно-промышленную эксплуатацию и приемочные испытания, на основании которых имеются следующие показатели (таблица 1).

Таблица 1

| Завод-изготовитель                             | ПАО «Газ-пром автоматизация»,<br>ООО Завод «Саратовгазавтоматика»                | ОАО «НИПОМ»  | ООО «Энергетические технологии»   | ООО «Термоинтех» |
|--|--|--|---|------------------|
| <b>Наименование изделия</b>                    | Автономный источник питания АИП-2800 на базе термоэлектрических генераторов ГТЭГ | Блочно-комплектная энергетическая установка БКУЭ-ВСМ/ГПЭ Г-5/11-УХЛ1 на базе ветро-солнечных модулей | Блочно-комплектное устройство электроснабжения БКЭС на базе газопоршневой электростанции ЭП18-Т400-ЗРНМ1. БКЭС-ЭнТ-18/12-2-26.0.0.0 | АТИП-5000        |
| <b>Мощность основного источника, кВт</b>       | 2,8  | 5,0  | 18,0  | 5,0              |
| <b>Генерируемая мощность (кВт)</b>             | 2,8  | 5,0  | 18,0  | 5,2 кВт          |
| <b>Протокол связи</b>                          | RS-485 Modbus  | RS-485 Modbus  | RS-485 Modbus   | RS-485 Modbus    |
| <b>Температура эксплуатации (min и max), С</b> | -60...+38  | -60...+45  | -60...+38   | -60...+38        |
| <b>Напряжение на выходе (В)</b>                | 24В  | ~380/220<br>(=48; =24)   | ~380  | 24В              |
| <b>Род тока</b>                                | постоянный   | ~3/1 фазный, постоянный  | ~3-х фазное   | постоянный       |
| <b>Вид топлива</b>                             | природный газ  | Для базовых источников не требуется, для резервного – природный газ                                  | природный газ, дизельное топливо  | природный газ    |
| <b>Давление газа на входе, бар</b>             | 1,5...9,6 МПа  | 1,5–5,0 кПа  | 1,5...2,5 кПа   | 3...5 кПа        |
| <b>Требования к составу газа</b>               | ГОСТ5542-87  | ГОСТ5542-87  | повышенные  | ГОСТ5542-87      |

## Обустройство объектов добычи, транспортировки и переработки газа

|   |   |   |   |   |
|---|---|---|---|---|
| <b>Место установки, параметры и тип газораспределительного устройства (ГРП)</b> | Узел редуцирования газа поставляется комплектно | Не входит в объем поставки, определяется проектом | отдельная установка, параметры и тип определяет проектная организация | не входит в комплект необходим РП-10      |
| <b>Система контроля загазованности</b>  | есть  | есть  | да  | есть                                      |
| <b>Система пожарно-охранной сигнализации</b>                                    | есть  | есть  | да  | есть                                      |
| <b>Система пожаротушения</b>  | есть  | есть  | да  | есть                                      |
| <b>Степень огнестойкости укрытия АИП</b>  | IV  | IV  | IV  | IV  |
| <b>Сроки технического обслуживания АИП (мот/час)</b>                            | не реже 1 раз в год                             | 1 раз в год (8700 часов)                          | 8 760 ЭП 500 ДЭУ  | не реже 1 раз в год                       |
| <b>Сроки капитального ремонта АИП (мот/час)</b>                                 | 1 раз в 20 лет                                  | 1 раз в 10 лет (80000 часов)                      | 60 000  | 1 раз в 15 лет                            |
| <b>Ресурс до капитального ремонта/ назначенный ресурс, мот/час</b>              | 175200  | 1 раз в 10 лет/ (80000 часов)                     | 60000   | не менее 15 лет, всего работает до 30 лет |

На основании вышеизложенного видно, что отечественный производитель создает возможность применять АИП российского производства взамен АИП, производства стран, поддерживающих санкционную политику в отношении к Российской Федерации, создавая тем самым конкуренцию импортному аналогу.

АИП отечественно производства, с точки зрения эксплуатации, обладает следующими преимуществами:

- ремонтопригодность, доступность и меньшие сроки доставки комплектующих ЗИП заводами изготовителями АИП, в отличие от зарубежных производителей, требующих транспортировку АИП на завод в страну изготовитель для выполнения ремонтных работ. Как следствие увеличение временных параметров на восстановление работоспособности АИП;

- отсутствие языкового барьера между производителем и эксплуатирующей организацией в части выполнения технического обслуживания и капитального ремонта АИП;

## **Новые технологии в газовой промышленности**

---

- более качественная техническая (консультативная) поддержка специализированно персонала завода-изготовителя, в отличии от дилерских центров импортных аналогов;
- использование различных типов топлива в одной установке АИП.
- не требовательны к качеству топлива, то есть применение природного газа без дополнительной очистки;
- адаптированы к климатическим условиям районов строительства.

### ***Список литературы***

1. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» изд. 6, 7.
2. СТО Газпром 2-1.1-321-2009 «Перечень помещений, зданий и наружных установок с категориями по взрывопожарной и пожарной опасности для объектов транспортировки газа ОАО «Газпром».
3. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85.

# УПРАВЛЕНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

УДК 621.9.047

*Аврамов Максим Валерьевич*  
канд. техн. наук, ведущий инженер  
ООО «Газпром трансгаз Саратов»  
г. Саратов, Саратовская область

## ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА И ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ УСТАНОВКИ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОЧИСТКИ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

*Аннотация:* проанализирована техническая проблема обеспечения ресурса деталей систем транспортировки природного газа с учетом их загрязнения в процессе эксплуатации. Констатировано, что метод ультразвуковой очистки в классическом применении имеет ограничения по качеству удаления загрязнений из внутренних полостей и каналов, в которых интенсивность кавитационных процессов снижается. Предложен и экспериментально подтвержден метод повышения эффективности ультразвуковой очистки указанных поверхностей путем сообщения изделию ультразвуковых колебаний непосредственно в зоне локализации загрязнений. Показано восстановление пропускной способности горелочных устройств до 97–100% эталонной. Обоснованы технологические режимы. Разработан и изготовлен экспериментальный образец автоматизированной установки, производственные испытания которого доказали эффективность предложенного метода.

*Ключевые слова:* горелочные устройства, ресурс, отложения, пропускная способность, ультразвук, кавитация, очистка, автоматизированная установка, контроль степени очистки.

Транспортировка природного газа по магистральным газопроводам осуществляется с помощью газоперекачивающего оборудования, установленного в компрессорных цехах.

Газоперекачивающие агрегаты (ГПА) оснащаются приводными двигателями различного исполнения. Газотурбинный двигатель нашел наибольшее распространение по различным причинам, в том числе из-за используемого вида топлива – природного газа. Паспортными данными на ГПА регламентируются выбросы в окружающую среду соединений классов СОх и NOx. Опыт эксплуатации некоторых типов горелочных устройств на компрессорах

сорных станциях выявил особенности применения данных систем. В процессе эксплуатации по различным причинам выявляется нарушение требуемых параметров горения газовоздушной смеси, что связано с отложением соединений, сопутствующих горючему газу элементов на стенках каналов и отверстий (рис. 1).

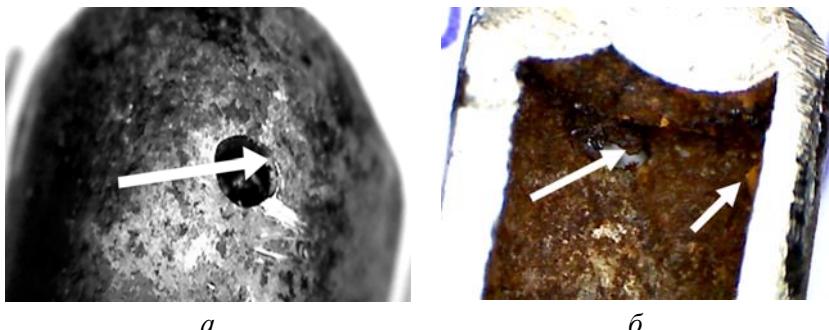


Рис. 1. Отложения загрязнений на стенках каналов и выходных отверстий газоотводящих трубок

Это вызывает повышенное газодинамическое сопротивление, что приводит к снижению фактической мощности ГПА, а также повышенному содержанию соединений СО<sub>х</sub> и NO<sub>х</sub>, что отрицательно сказывается на экологических показателях агрегата. В конечном итоге отмеченные нарушения в работе горелочных устройств нарушают нормальную работу газоперекачивающих агрегатов, приводят к увеличению расхода топливного газа для поддержания заданного режима и сохранения мощности агрегата. Отмеченные нарушения проявляются задолго до выработки горелочным устройством паспортного ресурса, что вызывает необходимость его замены и, как следствие, дополнительные финансовые расходы.

Восстановить работоспособность горелочных устройств возможно путем очистки загрязненных каналов. Среди известных методов очистки наиболее эффективным является ультразвуковой, основанный на эффекте акустической кавитации. Количество загрязнений, остающихся на поверхности материала после очистки, зависит от метода очистки следующим образом [2]:

- струйная очистка, промывка, ополаскивание – 85%;
- очистка в бензине – 70%;
- очистка в парах хлорированных растворителей – 65%;
- вибрационная очистка – 56%;
- кипячение в воде – 45%;
- ручная очистка металлическими щетками – 10%;
- ультразвуковая очистка – менее 2%.

Принцип ультразвуковой очистки основан на механическом воздействии от кавитационных пузырьков, возникающих при действии ультразвуковых волн. Возникновение и схлопывание воздушных кавитационных пузырьков вызывает образование ударных волн в зоне загрязнение – очищаемая деталь. Часть этих пузырьков возникает между поверхностью очищаемой детали и загрязнением, и тогда, под действием ударной силы связь загрязнения с поверхностью детали нарушается, а само загрязнение удаляется с поверхности. Механические усилия, развивающиеся при возникновении кавитации, не только удаляют с поверхности живорые загрязнения, но могут разрушать также пленки окислов, например, удалять окалину со стальных изделий [1–5].

С учетом сложности конструкции распылителей топлива и горелочного устройства, характеризующегося наличием «теневых» зон для распространения волн, изложенные особенности ультразвуковой кавитации позволяют предположить, что обычная схема очистки даже при высокой интенсивности ультразвукового поля обеспечит удаление загрязнений только с внешних поверхностей деталей.

В авиационном приборо- и агрегатостроении для очистки отверстий используются специальные системы в виде трубчатых (игольчатых) излучателей изгибных колебаний с прокачкой жидкости через канал [2]. Однако, их применение для решения имеющейся проблемы очистки каналов в изделиях указанного типа нецелесообразно по причине высокой трудоемкости раздельной очистки большого количества отверстий и их труднодоступности, а также малости диаметров распылителей, что практически делает невозможным применение таких трубчатых инструментов.

ООО «Газпром трансгаз Саратов» совместно с СГТУ имени Гагарина Ю.А. и ОАО «НИТИ-Тесар» выполнены исследования, позволившие обосновать новый метод ультразвуковой очистки загрязненных труднодоступных мест горелочных устройств различных типов ГПА, разработать и внедрить технологию и автоматизированную ультразвуковую установку, обеспечивающие эффективное восстановление пропускной способности горелочных устройств [1; 3–5].

Целью исследований является повышение эффективности ультразвуковой очистки закрытых полостей и каналов малого диаметра в деталях машиностроения типа распылителей топлива и горелочных устройств на основе обоснования технологии, включающей сочетание общего кавитационного и местного контактного вибровоздействия с учетом собственных резонансных частот изделия. При контакте ультразвукового излучателя на изделие будет действовать нагрузка, складывающаяся из переменной и постоянной составляющих.

Предлагается воздействовать на корпус горелочного устройства ультразвуковыми колебаниями излучателя наряду с акустической кавитацией.

Механизм разрушения отложений путем контактного воздействия энергии ультразвука может быть предложен следующий [3–5]. На элементы корпуса горелочного устройства и, соответственно, отложения, будет действовать динамическая сила, вызывающая с высокой частотой знакопеременные напряжения растяжения-сжатия. Вследствие частоты воздействия, составляющей 20000–22000 Гц, базовое число нагрузений может быть достигнуто за несколько минут.

Динамическая сила согласно [2] при ультразвуковом нагружении определяется следующим образом:

$$P_d = 16,6 \cdot A_{np}^{0,56} \quad (1)$$

где  $A_{np}$  – амплитуда продольных колебаний излучателя, мкм.

Приведенная схема учитывает одновременное действие постоянной нагрузки  $P_{cm}$  и знакопеременной (динамическая сила вследствие колебаний излучателя  $P_d$ ). Соответственно суммарная нагрузка за цикл колебаний (один период) будет изменяться от максимальной  $P\Sigma_{max} = P_{cm} + P_d$  до минимальной  $P\Sigma_{min} = P_{cm} - P_d$ .

Качественно механизм разрушения загрязнений в этом случае может быть представлен следующим образом. Действующая на поверхность детали в месте контакта с излучателем динамическая сила генерирует в детали ультразвуковые колебания, распространяющиеся в виде поверхностной волны. В отложениях загрязнений в местах пучностей колебаний возникают внутренние напряжения, превышающие значения адгезии загрязнений к поверхности канала (полости) и когезии структурных составляющих. В результате в слое загрязнения возникают трещины и он отслаивается от поверхности канала и распадается на фрагменты, которые выносятся акустическими течениями. Вследствие малой интенсивности кавитации в «затененных» корпусом детали зонах ее влияние может быть малосущественным.

Во время экспериментальной проверки предложенного метода осуществляли очистку горелочных устройств по следующим схемам:

1 – обычная (общая) очистка на частоте, обеспечивающей интенсивную кавитацию (23,5–23,6 кГц);

2 – комбинированная очистка (общая и путем введения пилонов горелки в жесткий контакт с торцовой поверхностью волновода) на частоте, обеспечивающей интенсивную кавитацию (23,5–23,6 кГц);

3 – комбинированная очистка на частоте 22,3 кГц, соответствующей максимальному виброускорению при минимальных шумовых характеристиках процесса.

Обрабатывалось по 3 горелки на каждом режиме. Контроль степени очистки осуществляли по расходу воздуха через каналы горелочного устройства при помощи специального стенда, изготовленного в ООО «Газпром трансгаз Саратов» (рис. 2). По результатам экспериментов получены графики, представленные на рис. 3.

Из графиков видно, что при использовании комбинированной очистки на докавитационной частоте (3) происходит интенсивное удаление загрязнений в первую минуту обработки, далее зависимость делается пологой.

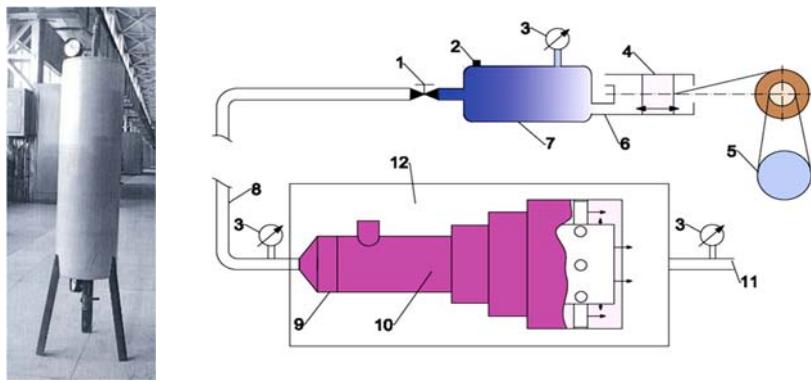


Рис. 2. Внешний вид (а) и схема (б) контрольного пневматического стенда: 1 – шаровой кран, 2 – предохранительный клапан, 3 – показывающий прибор, 4 – поршневой компрессор, 5 – привод компрессора, 7 – ресивер, 8 – трубопровод, 9 – коммутирующее устройство, 10 – контролируемое горелочное устройство, 11 – выпускной трубопровод

По-видимому, здесь играет важную роль сообщение высокочастотных вибраций непосредственно очищаемым поверхностям, и проявление пучности амплитуды смещения непосредственно в данной зоне, что вызывает отрыв загрязнений от внутренних шероховатостей и заусенцев, оставшихся после механической обработки при изготовлении горелки. Также частично возможно разрушение заусенцев.

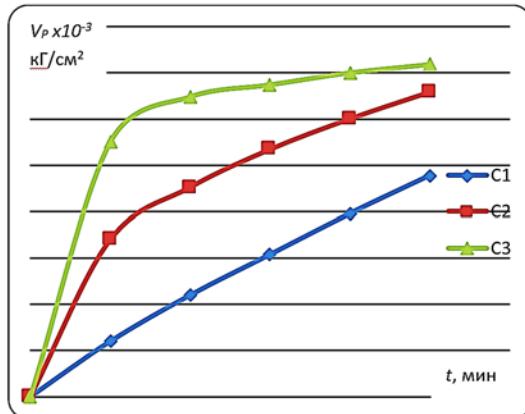


Рис. 3. Зависимость эффективности удаления загрязнений от времени при различных условиях очистки. С1 – общая очистка в условиях интенсивной кавитации (23,5–23,6 кГц); С2 – комбинированная очистка – воздействие на горелку одновременно с кавитацией жидкости в условиях интенсивной кавитации (23,5–23,6 кГц); С3 – комбинированная очистка на частоте 22,3 кГц

Ультразвуковые колебания, передаваемые жидкости во внутренней полости пилона и сопряженных зонах через корпус, вызывают акустические течения, вымывающие отделившиеся загрязнения из зоны обработки. В целом в первую минуту очистки эффективность данного режима практически в 6 раз превышает таковую для обычной технологической схемы. После 5 минут обработки суммарная эффективность снижается и превышает достигаемую при обычной схеме только в 1,4 раза. Однако уже после 3 минут обработки по предлагаемой схеме пропускная способность горелки отличается от эталонной (не эксплуатировавшейся) на 3% (97%), что делает не целесообразной последующую обработку. Обычная схема за тоже время обеспечивает восстановление пропускной способности только на 44%. Это может быть связано с расположением загрязнений в каналах диаметром 3–4 мм в пилонах, размещенных внутри кольцевой оболочки горелки, что препятствует развитию кавитационных процессов (барьерный эффект стенок пилонов и оболочки) и снижает их влияние на разрушение загрязнений. Слабые по указанной причине, акустические течения также не способствуют эвакуации продуктов разрушения загрязнений (шлама). Экстраполяция графика показывает, что параметры по пропускной способности могут достичь эталонных значений только через 8–8,5 минут обработки. Это говорит о двукратно большей производительности предлагаемой схемы

очистки. При работе по комбинированной схеме на частоте, соответствующей кавитации жидкости, наблюдается более резкая зависимость эффективности очистки от времени обработки. Однако по абсолютному значению за первую минуту обеспечивается восстановление (49–50%) пропускной способности. Только через 5 минут пропускная способность восстанавливается на 97%.

Оценивали влияние степени исходной загрязненности каналов на процесс их очистки по расходу воды, проливаемой через горелку. Из имевшихся в распоряжении горелок удалось выделить две группы по степени загрязненности: 31 – с высокой загрязненностью (малый расход воды, составляющий 0,024–0,012 л/с) и небольшой загрязненностью – 32 (расход воды, составляющий 0,045–0,032 л/с). Установлено, что предлагаемая схема очистки наиболее эффективна при значительной загрязненности каналов в начале цикла, т.е. в первую минуту, что соответствует графикам рис. 3. При увеличении времени очистки до 5 минут частота колебаний излучателя практически не влияет на эффективность очистки по предлагаемой схеме. В случае наличия малого количества загрязнений эффективность предлагаемой контактной схемы соизмерима с обычной схемой очистки, а при большем времени воздействия последняя может оказаться даже более эффективной. Это может быть связано с тем, что при малых толщинах отложений интенсивность воздействия общей кавитации оказывается достаточной для их разрушения и эвакуации, а повсеместное, хотя и слабое, воздействие в течение длительного времени способствует разрушению загрязнений с удаленных от точек контакта зон горелки, где вибрации ее корпуса мало ощущимы, или располагаются узловые точки.

На основании выполненных исследований, доказавших эффективность контактной схемы очистки и позволивших определить рациональные режимы ультразвукового воздействия общество совместно с СГТУ имени Гагарина Ю.А. разработали техническое задание, по которому в ОАО «НИТИ-Тесар» изготовлен опытный образец автоматизированной установки (рис. 4), которая содержит следующие основные модули:

- ультразвуковой модуль;
- гидравлический модуль;
- нагревательный модуль;
- контрольно-измерительный и управляющий модуль;
- монтажный модуль.



*a*



*б*

Рис. 4. Опытный образец установки – фронтальный вид со стороны панели управления (а); вид со стороны гидросистемы (б)

Особенностью установки является герметичный шумоизолирующий шкаф с вытяжной вентиляцией для размещения ультразвуковой ванны и изделия, а также – гибкого трубопровода включения последнего в гидравлическую систему.

В гидравлической системе установки применено два фильтра грубой и тонкой очистки (до 30 мкм), теплоизоляция трубопроводов и расходной емкости для стабилизации температуры моющей жидкости, ультразвуковой расходомер жидкости. В установке применена ультразвуковая ванна и генератор разработки ООО «Ультразвук-ТЕО» (г. Саратов).

Регулировка расхода жидкости осуществляется не за счет применения частотного преобразователя в системе питания двигателя насоса, а путем байпасной системы (обратный трубопровод с регулировкой проходного сечения), что обеспечивает экономичность и надежность.

Автоматика установки основана на непрерывном высокоточном контроле расхода жидкости через каналы очищаемого горячего устройства, изменяющегося в процессе очистки. Предварительно измерительное устройство настраивается по «эталонному» (не бывшему в эксплуатации) изделию. С учетом требований импортозамещения в установке был применен отечественный ультразвуковой расходомер-счетчик типа ЭТАЛОН-РМ-1К1Л ( $D_y = 50$ ) с комплектом накладных датчиков, обладающий высокими характеристиками по защищенности и точности. Расходомер обеспечивает измерение расхода жидкостей в диапазоне скоро-

стей потока 0,01 до 12 м/с с содержанием твердых включений до 5% с погрешностью не более 1%.

Опытная эксплуатация установки в производственных условиях подтвердила результаты экспериментальных исследований и обеспечила восстановление пропускной способности горелочных устройств до уровня не ниже 97–100% от эталонной.

Таким образом в результате проведенных в 2013–2015 гг. ООО «Газпром трансгаз Саратов» совместно с СГТУ имени Гагарина Ю.А. и ОАО «НИТИ-Тесар» экспериментальных исследований и проектно-конструкторских работ решена задача восстановления работоспособности и продления ресурса горелочных устройств к газоперекачивающим агрегатам, работающим в системе транспортировки природного газа, позволившая повысить ее эффективность. При этом:

1. Выполнен анализ имеющейся проблемы и экспериментально обоснована новая схема комбинированной ультразвуковой очистки отверстий и каналов в горелочных устройствах к газоперекачивающим агрегатам;

2. Обоснована рациональная схема очистки и доказана возможность восстановления пропускной способности горелочных устройств до 97–100%;

3. Обоснованы технологические режимы очистки и технические требования к автоматизированной ультразвуковой установке с активным контролем процесса по изменению расхода моющей жидкости;

4. Изготовлен, отлажен и поставлен в опытную эксплуатацию экспериментальный образец установки;

5. Проведены производственные испытания установки по очистке комплектов горелочных устройств, а также контрольные испытания очищенных комплектов в составе агрегатов, подтвердившие эффективность разработанного метода комбинированной ультразвуковой очистки.

### *Список литературы*

1. Бекренев Н.В. Технология и установка ультразвуковой очистки горелочных устройств к газоперекачивающим агрегатам / Н.В. Бекренев, И.В. Злобина, В.Ю. Каракровский, А.П. Петровский, А.М. Сарсенгалиев, М.В. Аврамов, С.Л. Выдыш, А.Ф. Потрясаев // Восьмой Саратовский салон изобретений, инноваций и инвестиций (19–20 сент. 2013 г.). – Саратов, 2013. – С. 242–244.

2. Бржозовский Б.М. Ультразвуковые технологические процессы и оборудование в машино- и приборостроении: Учеб. пособие / Б.М. Бржозовский, Н.В. Бекренев. Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2009. – 348 с.

3. Злобина И.В. Восстановление пропускной способности горелочных устройств к газоперекачивающим агрегатам путем избирательной ультразвуковой очистки / И.В. Злобина, Н.В. Бекренев, А.П. Петровский, М.В. Аврамов, А.Г. Мирошкин // Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: Сб. материалов VIII всерос. науч.-техн. интернет-конф. с междунар. участием (г. Пермь, 1–30 ноябр. 2014 г.). – Пермь, 2014. – С. 81–87.

## **Новые технологии в газовой промышленности**

---

4. Сарсенгалиев А.М. Новая ультразвуковая технология восстановления работоспособности горелочных устройств газоперекачивающих агрегатов / А.М. Сарсенгалиев, Н.В. Бекренев, М.В. Аврамов [и др.] // Наукоемкие технологии в машиностроении. – 2016. – №2. – С. 39–43.

5. Сарсенгалиев А.М. Новая ультразвуковая технология восстановления работоспособности горелочных устройств / Сарсенгалиев А.М., Бекренев Н.В. // Математические методы в технике и технологиях – ММТТ. – 2014. – №11 (70). – С. 6–12.

**УДК 628.54**

*Паращенко Ирина Игоревна*  
инженер-химик  
*Бочарников Александр Павлович*  
ведущий инженер-химик  
ООО «Газпром трансгаз Саратов»  
г. Саратов, Саратовская область

### **ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД, СОДЕРЖАЩИХ ПРОДУКТЫ ОКИСЛЕНИЯ МЕРКАПТАНОВ**

**Аннотация:** долгосрочное нахождение выведенных из эксплуатации емкостей хранения одоранта на территории промышленных площадок создает риск загрязнения отходами одоранта (одорант, состоит из смеси природных меркаптанов) почвы, водного и воздушного бассейнов. Рассмотрены реагенты, применяющиеся для нейтрализации остатков одоранта в емкостях. Предложена схема введения производственных сточных вод на биологические очистные сооружения.

**Ключевые слова:** емкость хранения одоранта, одорант, меркаптаны, утилизация производственных сточных вод.

Накопление выведенных из эксплуатации емкостей хранения одоранта – одна из актуальных проблем, остро стоящих в газовой отрасли страны [1].

Утилизации подлежат емкости хранения и рабочие емкости одоранта, используемые в технологии одоризации природного газа и выведенные из эксплуатации по истечении их срока службы, указанного в паспорте, или на основании результатов диагностического обследования.

Согласно СТО Газпром 2-3.5-187-2008 [2] утилизация производственных сточных вод, образующихся после очистки емкостей, происходит на биологических очистных сооружениях муниципального образования или на очистных сооружениях газодобывающего дочернего общества с последующей закачкой в закры-

тую систему канализации. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29 июля 2013 г. N 644 «Об утверждении правил холодного водоснабжения и водоотведения» сброс образующихся производственных сточных вод без предварительной очистки на локальных очистных сооружениях в централизованную систему водоотведения запрещен.

В связи с этим, целью настоящей работы является оценка возможности применения локальных очистных сооружений для утилизации производственных сточных вод, образующихся при нейтрализации остатков одоранта в выведенных из эксплуатации емкостях хранения одоранта.

Исследование по очистке емкостей хранения от остатков одоранта включало в себя следующие стадии:

- выбор реагента для нейтрализации остатков одоранта в емкостях,
- подбор параметров для эффективной нейтрализации,
- утилизацию образующихся при нейтрализации одоранта сточных вод.

В свою очередь утилизация образующихся при нейтрализации одоранта сточных вод состоит из следующих стадий:

- теоретической оценки возможности применения канализационных очистных сооружений ООО «Газпром трансгаз Саратов» с биологической и электрохимической очистками,
- выбор оптимальных условий для эффективной очистки производственных сточных вод,
- применение полученных результатов на модельной установке канализационных очистных сооружений биологической очистки в лабораторных условиях.

Известные методы утилизации выведенных из эксплуатации емкостей хранения одоранта предполагают нейтрализацию одоранта окислением меркаптанов до нейтральных продуктов. В качестве нейтрализатора одоранта [2] используют раствор одного из сильных окислителей: хлорной извести, гипохлорита натрия, гипохлорита кальция, калия марганцовокислого или перекиси водорода. В связи с отсутствием на складах филиалов общества гипохлорита кальция и схожестью его окислительных свойств с хлорной известью и гипохлоритом натрия в дальнейшем его в качестве нейтрализатора не рассматривали.

На процесс нейтрализации одоранта растворами окислителей влияют следующие факторы: природа окислителя, время протекания реакции, концентрация окислителя, концентрация одоранта, кислотность среды.

Хлорная известь – нестойкое химическое соединение, быстро разлагающееся под действием углекислоты, влаги, света, высокой температуры. Даже при правильном хранении (в плотной дере-

## Новые технологии в газовой промышленности

вянной или железной таре, защищенной от коррозии, в сухом прохладном помещении) потеря активного хлора составляет около 5% в год. Изначально продукт содержит от 26 до 35% активного хлора в зависимости от сорта и марки. Еще одним недостатком хлорной извести является плохая растворимость в воде. При растворении образуется взвесь, со временем скапливается осадок.

По результатам проведенного эксперимента можно сделать вывод, что в лабораторных условиях хлорная известь (10%) в качестве нейтрализатора меркаптанов неэффективна, в связи с неполным окислением одоранта. При увеличении концентрации хлорной извести в 2 раза (по сравнению с предложенной в [2]) через 90 часов характерный меркаптановый запах не наблюдается (табл. 1). При измерении индикаторными трубками содержания этилмеркаптана, входящего в состав одоранта, он не обнаружен (концентрация его паров над раствором меньше нижнего диапазона определяемой концентрации индикаторной трубкой – 0,25 мг/м<sup>3</sup>).

Таблица 1

Результаты органолептического определения наличия одоранта в образцах после нейтрализации одоранта растворами хлорной извести

| Окислитель, его концентрация | Результат эксперимента<br>(запах присутствует – «+», отсутствует – «–»)<br>спустя время экспозиции, час |   |    |    |    |
|------------------------------|---|---|----|----|----|
|                              | 4   | 8 | 16 | 24 | 90 |
| Хлорная известь 10% раствор  | +   | + | +  | +  | +  |
| Хлорная известь 20% раствор  | +   | + | +  | +  | –* |

Примечание: –\* – характерный меркаптановый запах отсутствует, но присутствует неприятный запах, предположительно источник запаха – диалкилдисульфиды – продукты окисления меркаптанов.

Проведенные эксперименты показывают, что в лабораторных условиях применение хлорной извести в качестве нейтрализатора одоранта возможно при концентрации растворов 20 и более процентов. И в связи с неустойчивостью хлорной извести необходимо использовать реагент с минимальным периодом времени от даты изготовления.

Гипохлорит натрия – неустойчивое соединение, легко разлагающееся с выделением кислорода. На рисунке 1 представлены зависимости содержания активного хлора в растворах гипохлорита натрия от времени при различных температурах [3]. Как видно на графике при комнатной температуре за месяц теряется около

35% активного хлора. Поэтому необходимо использовать гипохлорит натрия с минимальным периодом времени от даты изготавления.

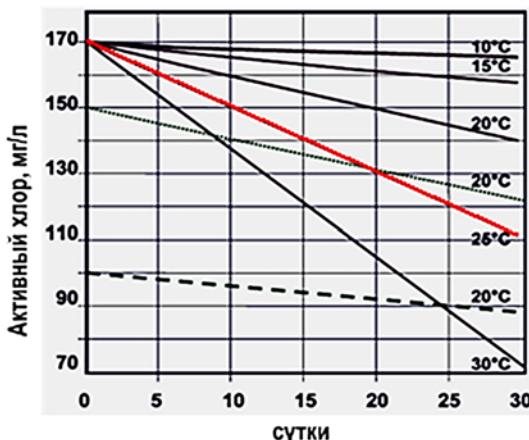


Рис. 1. Изотерма разрушения гипохлорита натрия

При применении растворов гипохлорита натрия через 17 часов от времени добавления окислителя характерный меркаптановый запах отсутствует. Согласно литературным данным для более полного окисления одоранта гипохлоритом натрия применяются катализитические реакции [4].

В таблице 2 представлены результаты органолептического определения наличия одоранта в образцах. Наличие этилмеркаптана в пробах через 17 часов индикаторными трубками не установлено. Как видно из таблицы 2 в присутствии катализатора бис(N,N-диэтилдитиокарбамат-S,S') меди (II) скорость реакции нейтрализации одоранта возрастает. Наличие этилмеркаптана индикаторными трубками в 1<sup>й</sup>, 2<sup>й</sup> и 3<sup>й</sup> пробах через 17 часов не установлено, в 4<sup>й</sup> и 5<sup>й</sup> – через 2 часа.

При использовании раствора калия марганцовокислого наличие этилмеркаптана в пробах с помощью индикаторных трубок не установлено через 16 часов (табл. 3). Но при окислении одоранта раствором калия марганцовокислого образуется нерастворимый в воде оксид марганца (IV). Данный отход, относящийся к 3 классу опасности, необходимо утилизировать с привлечением сторонней организации. Также калий марганцовокислый относится к прекурсорам (минимальное количество, рассчитанное на основании рекомендаций [2] составляет 100 кг для нейтрализации одной емкости).

## Новые технологии в газовой промышленности

Таблица 2  
Результаты органолептического определения  
наличия одоранта в образцах после нейтрализации  
одоранта растворами гипохлорита натрия

| Окислитель,<br>его концентрация               | Результат эксперимента<br>(запах присутствует – «+», отсутствует – «–»)<br>спустя время экспозиции, час |     |
|---|---|-----|
|   | 2   | 17  |
| Гипохлорит натрия<br>10% раствор              | +   | – * |
| Гипохлорит натрия<br>19% раствор              | +   | – * |
| Гипохлорит натрия<br>10% раствор, катализатор | – *   | – * |
| Гипохлорит натрия<br>15% раствор, катализатор | – *   | – * |
| Гипохлорит натрия<br>19% раствор, катализатор | – *   | – * |

Примечание: –\* – характерный меркаптановый запах отсутствует, но присутствует неприятный запах, предположительно источник запаха – диалкилдисульфиды.

Таблица 3  
Результаты органолептического определения  
наличия одоранта в образцах после нейтрализации  
одоранта растворами калия марганцовокислого

| Окислитель,<br>его концентрация       | Результат эксперимента<br>(запах присутствует – «+»,<br>отсутствует – «–»)<br>спустя время экспозиции, час |     |
|---------------------------------------|--|-----|
|                                       | 4  | 16  |
| Калий марганцовокислый<br>5% раствор  | – *  | – * |
| Калий марганцовокислый<br>10% раствор | – *  | – * |

Примечание: –\* – характерный меркаптановый запах отсутствует, но присутствует неприятный запах, предположительно источник запаха – диалкилдисульфиды.

Согласно СТО Газпром необходимая концентрация раствора перекиси водорода для нейтрализации одоранта составляет 3%. Результаты органолептического определения наличия одоранта в образцах представлены в таблице 4.

Таблица 4

Результаты органолептического определения  
наличия одоранта в образцах после нейтрализации  
одоранта растворами перекиси водорода

| Окислитель,<br>его концентрация                                     | Результат эксперимента<br>(запах присутствует – «+», отсутствует – «–»)<br>спустя время экспозиции, час |      |      |
|---|---|------|------|
|   | 2   | 17   | 65   |
| Перекись водорода<br>3; 7, 5; 10; и<br>15% растворы                 | +   | +    | +    |
| Перекись водорода<br>20% раствор                                    | +   | +    | – ** |
| Перекись водорода<br>25% раствор                                    | +   | – ** | – ** |
| Перекись водорода<br>30% раствор                                    | +   | – ** | – ** |
| Перекись водорода<br>10% раствор,<br>хлорная известь<br>10% раствор | +   | – ** | – ** |

*Примечание: –\*\* – характерный меркаптановый запах отсутствует, но присутствует запах похожий на запах нефтепродуктов.*

Как видно из таблицы 4, только при увеличении концентрации перекиси водорода до 20–30% и при применении смеси окислителей перекиси водорода (10%) и хлорной извести (10%), в пробах отсутствует запах, характерный для одоранта. Наличие этилмеркаптана с помощью индикаторных трубок в 4<sup>й</sup> и 5<sup>й</sup> пробах не установлено через 17 часов, во 2<sup>й</sup> и 3<sup>й</sup> – через 65 часов.

При применении в качестве окислителя перекиси водорода, гипохлорита натрия (растворы с концентрацией меньше 20%) в пробах при перемешивании наблюдается образование эмульсии, при отстаивании происходит расслоение, одорант находится в верхнем органическом слое. Это соответствует литературным данным о труднорастворимости в воде соединений, входящих в состав одоранта. С этим связана неполнота протекания реакции окисления одоранта.

Проведенные исследования показали, что для наших условий наиболее подходящими окислителями являются гипохлорит натрия и перекись водорода (при однократном введении раствора окислителя) (табл. 5).

Таблица 5

Результаты лабораторных экспериментов по нейтрализации одоранта растворами различных окислителей

| Реагент                | Минимальная концентрация раствора, % | Минимальное время экспозиции, час | Недостатки                    |
|------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|
| Хлорная известь        | 20                                   | 90                                | Образование осадка            |
| Гипохлорит натрия      | 10                                   | 17                                | Неустойчивость при хранении   |
| Калий марганцовокислый | 5                                    | 4                                 | Прекурсор, образование осадка |
| Перекись водорода      | 20                                   | 65                                |                               |

Выбрав окислители, мы переходим к следующему этапу исследования: утилизация, образующихся при нейтрализации одоранта сточных вод.

При выборе очистных сооружений для утилизации отработанных производственных сточных вод:

1. Оценена возможность применения очистных сооружений электрохимической очистки для утилизации производственных сточных вод после нейтрализации одоранта (на примере «ЭОС-15»).

Согласно справочным данным, введение в систему окислителей (перекиси водорода и гипохлорита натрия) незначительно смесят равновесие в окислительно-восстановительных процессах, протекающих в блоке тонкой очистки «ЭОС-15». В связи с отсутствием литературных данных и возможности экспериментально оценить влияние образующихся сточных вод на алюминиевые пластины электродов, существует риск выхода блока комбинированных электродов из строя, и как следствие, прекращение процесса очистки стоков.

2. Для оценки возможности применения очистных сооружений биологической очистки для утилизации производственных сточных вод, образующихся при нейтрализации выведенных из эксплуатации емкостей хранения одоранта, в лаборатории по охране окружающей среды собрана модель КОС для проведения исследования по адаптации активного ила к агрессивному воздействию токсиканта с постепенным увеличением его концентрации. Параллельно проводилась инкубация ила для определения кратности разведения нейтрализованного раствора.

Для изучения влияния продуктов окисления одоранта на активный ил к образцам сточной воды, с содержанием активного ила 10%, добавлены растворы, образовавшиеся при нейтрализации одоранта различными окислителями (в соотношении токсикант : сточная вода = 1:10). Как видно на фотографии (рис. 2) применение растворов, содержащих перекись водорода приводит к всплыvанию и гибели ила. В связи с этим дальнейшие исследования проводились с растворами гипохлорита натрия.



Рис. 2. Влияние различных окислителей на активный ил:  
 1 – контрольный образец, 2 – перекись водорода 20% раствор,  
 3 – перекись водорода 30% раствор, 4 – гипохлорит натрия  
 10% раствор, 5 – гипохлорит натрия 10% раствор, катализатор,  
 6 – гипохлорит натрия 20% раствор, катализатор

В исследуемых пробах проводился ежедневный гидробиологический анализ, который заключается в оценке, с помощью микроскопирования, состояния и структурных особенностей биоценоза активного ила, организмы которого обладают способностью реагировать на состав и свойства очищаемых сточных вод, в ходе которого обнаружены микроорганизмы, населяющие активный ил (круглые и малощетинковые черви, раковинные амебы, реснитчатые инфузории и коловратки).

При неблагоприятных экологических условиях, действующих на активный ил, происходит изменение численности и разновидностей микроорганизмов, наблюдается слеживание активного ила, появляются нитчатые бактерии, измененные формы и мертвые микроорганизмы.

Для определения кратности разбавления растворов, образовавшихся при нейтрализации одоранта гипохлоритом натрия, рассмотрены образцы с различными соотношениями токсикант : сточная вода. В таблице 6 представлены результаты, полученные при соотношении 1 : 10. Применение растворов с содержанием гипохлорита натрия 20% приводит к быстрой гибели микроорганизмов, при этом сточная вода была непрозрачная. Растворы, содержащие смесь гипохлорита натрия с катализатором, уменьшают продолжительность жизни микроорганизмов, быстрее, чем раствор окислителя без катализатора, количество мертвого ила увеличивается.

## Новые технологии в газовой промышленности

Таблица 6

Влияние добавок токсиканта при соотношении токсикант : сточная вода 1 : 10 на состояние активного ила

| Окислитель, концентрация раствора    | Соотношение токсикант: сточная вода | Продолжительность жизни микроорганизмов в этих условиях, сутки | Состояние активного ила* | Прозрачность воды (прозрачная – «+», непрозрачная – «-») |
|--------------------------------------|-------------------------------------|--|--------------------------|--|
| Гипохлорит натрия (10%)              | 1 : 10                              | 2  | 1                        | +  |
| Гипохлорит натрия (10%), катализатор | 1 : 10                              | 1,5  | 2                        | +  |
| Гипохлорит натрия (20%)              | 1 : 10                              | 1  | 3                        | –  |

Примечание: \* – состояние ила оценивали по баллам: 0 – мертвый ил не наблюдается, 1 – незначительное содержание мертвого ила, 2 – среднее количество мертвого ила, 3 – большое количество мертвого ила, появляются нитчатые бактерии.

При соотношении 1 : 100 – наблюдаются аналогичные тенденции. Раствор, образовавшийся при нейтрализации одоранта 10% раствором гипохлорита натрия, обладает меньшим токсическим действием на активный ил (табл. 7). В связи с этим дальнейшие исследования проводились с этим раствором.

Таблица 7

Влияние добавок токсиканта при соотношении токсикант : сточная вода 1 : 100 на состояние активного ила

| Окислитель, концентрация раствора    | Соотношение токсикант: сточная вода | Продолжительность жизни микроорганизмов в этих условиях, сутки | Состояние активного ила* | Прозрачность воды (прозрачная – «+», непрозрачная – «-») |
|--------------------------------------|-------------------------------------|--|--------------------------|--|
| Гипохлорит натрия (10%)              | 1 : 100                             | 3  | 1                        | +  |
| Гипохлорит натрия (10%), катализатор | 1 : 100                             | 2  | 2                        | +  |
| Гипохлорит натрия (20%)              | 1 : 100                             | 1  | 3                        | –  |

Примечание: \* – состояние ила оценивали по баллам: 0 – мертвый ил не наблюдается, 1 – незначительное содержание

мертвого ила, 2 – среднее количество мертвого ила, 3 – большое количество мертвого ила, появляются нитчатые бактерии.

Для адаптации активного ила к воздействию токсичных сточных вод вводили их добавки, начиная с соотношения токсиканта : сточная вода 1 : 500, с последующим увеличением объема добавки в 2 раза. Постепенно видовое разнообразие микроорганизмов уменьшалось.

При определении кратности разбавления токсиканта рассмотрено более 25 образцов с различной концентрацией окислителя, варьируя соотношение токсикант : сточная вода и частоту введения добавок. Меньшим токсическим действием на активный ил обладает раствор, образовавшийся при нейтрализации одоранта 10% раствором гипохлорита натрия, при соотношении 1 : 500 и для адаптации активного ила оптимально введение токсиканта через сутки.

На основании результатов проведенных исследований в биореактор модельных очистных сооружений вводились добавки токсиканта с начальным соотношением токсиканта и сточной воды = 1 : 1000. Постепенное увеличение объема токсиканта (до соотношения 1 : 250) позволило адаптировать микроорганизмы активного ила к неблагоприятным условиям, увеличить продолжительность их жизни в токсичных сточных водах. Данное разбавление позволит утилизировать производственные сточные воды, образующиеся при нейтрализации одоранта гипохлоритом натрия на канализационных очистных сооружениях (учитывая, что объем поступающих сточных вод составляет 5–10 м<sup>3</sup>), до 20–40 л в сутки.

Полученные результаты позволили разработать схему по введению токсиканта в очистные сооружения (табл. 8).

Таблица 8  
Схема по введению токсиканта в очистные сооружения

| Время экспозиции, сутки | Количество дней введения токсиканта | Добавка токсиканта*, в соотношении токсикант : сточная вода |
|-------------------------|-------------------------------------|---|
| 1–10                    | 10                                  | 1 : 1000  |
| 11–22                   | 12                                  | 1 : 750   |
| 23–36                   | 14                                  | 1 : 500   |
| 37–52                   | 16                                  | 1 : 250**   |

Примечание: \* – добавки токсиканта вводятся через сутки; \*\* – по истечению данного периода адаптации при удовлетворительном состоянии активного ила токсикант вводится ежедневно.

## Новые технологии в газовой промышленности

Так как экспериментальные исследования проводились с чистым одорантом, период введения токсиканта, образующегося при нейтрализации выведенных из эксплуатации емкостей хранения одоранта, может быть изменен на основании ежедневной визуальной оценки состояния активного ила и периодического гидробиологического анализа.

В таблице 9 представлены ориентировочные расходы на приобретение реагентов при утилизации производственных сточных вод на очистных сооружениях биологической очистки.

Таблица 9  
Ориентировочные расходы на приобретение реагентов

| Реагент           | Концентрация раствора, % | Необходимое количество реагента*, л | Рыночная цена реагента, руб./л | Стоимость реагента, руб. |
|-------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Гипохлорит натрия | 10                       | 1050                                | 15–80                          | 15 750–84 000            |

Примечание: \* – необходимое количество реагента для нейтрализации емкости объемом 2 м<sup>3</sup>.

На основании результатов проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. При применении очистных сооружений электрохимической очистки для утилизации производственных сточных вод существует риск прекращения процесса очистки стоков. В случае признания риска оправданным, период утилизации токсиканта (продуктов окисления меркаптанов), образовавшегося при нейтрализации одной емкости, может составлять до 4,5 месяцев.

2. Самым эффективным нейтрализатором одоранта в наших условиях является раствор гипохлорита натрия. Образующиеся при этом сточные воды, возможно, утилизировать на очистных сооружениях биологической очистки.

3. Предложена схема введения производственных сточных вод на биологические очистные сооружения, позволяющая адаптировать активный ил к воздействию токсиканта (при постоянном контроле за состоянием активного ила). На утилизацию отработанного нейтрализующего раствора из одной емкости понадобится около 3 месяцев.

### Список литературы

1. Неретин, Д.А. Экологически безопасный метод утилизации емкостей хранения одоранта природного газа / Д.А. Неретин, К.Ю. Шабанов, В.А. Субботин, П.Е. Красников, А.А. Пименов, Д.Е. Быков // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2012. – Т. 14. – №5 (3). – С. 823–828.

2. Утилизация емкостей хранения и рабочих емкостей одоранта на ГРС, очистка концентеров на пункте заправки // СТО Газпром 2-3.5-187-2008. Офиц. изд. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – Вып. III. – 17 с.

3. Черкасов С.В. Гипохлорит натрия. Свойства, теория и практика применения / С.В. Черкасов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.wwtec.ru](http://www.wwtec.ru)

4. Флюрик Е.А. Кинетика и катализ окисления меркаптанов / Е.А. Флюрик, В.Н. Леонтьев // Труды БГТУ. Серия 4: Химия, технология органических веществ и биотехнология. 2009. – Т. 1. – №4. – С. 30–34.

**УДК 621.039**

**Шварц Александр Юрьевич**  
ассистент кафедры «Прикладные  
информационные технологии»

**Антропов Павел Георгиевич**  
канд. техн. наук, заведующий кафедрой  
«Тепловая и атомная энергетика»

**Долинина Ольга Николаевна**  
канд. техн. наук, директор ИнПИТ

ФГБОУ ВО «Саратовский государственный  
технический университет им. Гагарина Ю.А.»  
г. Саратов, Саратовская область

## **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

**Аннотация:** проведен анализ методов оценки неисправностей газоперекачивающих агрегатов, предложен метод выявления неисправностей на основе методов искусственного интеллекта, реализованный в системе принятия решения, основанной на искусственной нейронной сети и нечетким выводе. В работе приведен алгоритм нечеткого вывода для выявления причин возникновения неисправностей.

**Ключевые слова:** неисправности газоперекачивающих агрегатов, интеллектуальная система, искусственная нейронная сеть, алгоритм нечеткого вывода.

Обеспечение бесперебойности и высокой эффективности поставки природного газа потребителям в нашей стране и за рубежом уже многие годы является важнейшей задачей систем транспорта и хранения природного газа ПАО «Газпром». Выполнение этой задачи невозможно без эффективной работы основного оборудования компрессорных станций (КС) – газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которых по стране насчитывается несколько тысяч.

Существующий парк (ГПА) характеризуется широким диапазоном эффективных мощностей (2,5...25 МВт), наработок (до 100 тысяч часов и более), условиями эксплуатации и сервисного обслуживания и т.п. В силу этой неоднородности показатели надежности эффективности работы, даже однотипных агрегатов в различных дочерних обществах и на разных промплощадках могут существенно различаться. Учитывая непрерывное старение основного оборудования в условиях диверсификации потоков по-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

ставок природного газа в европейской части страны, основными направлениями повышения эффективности и надежности работы действующих ГПА могли бы быть повышение их экономичности, оптимизация режимов эксплуатации, качества ремонта и обслуживания, а так же поддержание экологической приемлемости. Принципиальные возможности достижения этих целей базируются на качественном и своевременном техническом обслуживании и ремонте ГПА, продлении ресурса его эксплуатации без ущерба для показателей эффективности. Таким образом, требуется решение как теоретических, так и практических задач достоверного анализа надежности и безопасности сложных технических систем. Разработка эффективных методов контроля и прогнозирования технического состояния ГПА по основным технологическим параметрам с возможностью выявления дефектов на ранней стадии могло бы лежать в основу решения приоритетной задачи повышения надежности и эффективности газотранспортных систем.

Комплексная оценка технического состояния сложных технических систем базируется на структурировании, анализе надежности структурных элементов и динамических методах контроля. Во многом результат диагностирования технического состояния ГПА предопределяется правильностью подбора наиболее информативных параметров контроля: вибрация, перепады давления, температур, эффективных КПД и др., а так же корректностью построения принципиальных диагностических моделей и методик распознавания.

Исследованию задач повышения надежности энергетического оборудования и трубопроводных систем в разное время были посвящены работы С.П. Зарицкого, В.А. Иванова, В.А. Острайковского, Е.А. Ларина и многих других. Исследования по повышению эксплуатационной надежности ГПА проводились ВНИИГАЗ, РГУНиГ им. И.М. Губкина, ОРГ. Энергогаз, ВНИИГазпром, ТюмГНГУ, Саратовским ГТУ и рядом других.

В работе [1] описано исследование, направленное на повышение информативности и достоверности параметров, влияющих на остаточный ресурс ГПА. Была предложена методика прогнозирования остаточного ресурса и изменения технического состояния ГПА компрессорных станций с газотурбинным приводом. Также были разработаны основные принципы выбора критериев оценки технического состояния для ГПА-16МГ-90 и «Коберра-182», проведен анализ функциональных зависимостей и взаимного влияния узлов данных типов ГПА.

Однако применение любых методов диагностики и прогнозирования к газоперекачивающим агрегатам подразумевает регулярный сбор данных о техническом состоянии, как всей установки, так и отдельных ее компонентов. В силу географической удаленности станций такой контроль нецелесообразно проводить посредством выезда персонала на все объекты наблюдения. Поэтому более рациональным решением является использование програм-

мно-аппаратных комплексов, которые служат цели автоматизации непрерывного сбора информации о работе установки. В настоящее время наибольшее распространение получила автоматизированная система диагностического обслуживания АСДО [2], которая внедрена на ряде предприятий ОАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и выполняет следующие функции:

- формирование математической модели исправного агрегата на основе полученных во время эксплуатационных технических испытаний;
- расчет термогазодинамических параметров состояния проточных частей центробежного нагнетателя (ЦН) и газотурбинной установки (ГТУ) и прогноз изменения их значений;
- отслеживание выхода параметров из допустимого диапазона и формирование диагностических сообщений для оповещения;
- формирование рекомендаций, основанных на результатах диагностики;
- накопление и визуализация результатов параметрической диагностики.

К недостаткам такого рода систем можно отнести отсутствие функционала выдачи предположений по причинам возникающих отказов. Таким образом, система не оказывает достаточной поддержки в принятии решения для обслуживающего персонала, что снижает степень достоверности определения причин возникновения неисправности в силу различного уровня экспертизы знаний и опыта работы у эксплуатационного персонала. Кроме того, заложенный в систему математический аппарат не отражает неуверенностей и неточностей, присущих утверждениям в любой предметной области.

В силу сложности и многокомпонентности объекта диагностирования задача выявления и предупреждения неисправностей сводится не только к контролю значений каждого параметра агрегата по отдельности. Выявление и предупреждение неисправностей установки может быть осуществлено только на основе анализа как системы в целом, так и ее структурных компонентов, также являющихся, в свою очередь, сложными системами. В частности, характерным признаком появления неисправности может являться не только критическое значение определенных параметров, но и динамика их изменения в рамках допускаемых технической документацией значений.

Взаимосвязь изменения параметров, наличия неисправностей и причин их возникновения имеет сложный характер. Для моделирования такого рода зависимостей более всего подходят методы искусственного интеллекта (ИИ), позволяющие описывать причинно-следственные связи между данными как числовой, так и нечисловой природы. Также зависимости между параметрами могут иметь неявный характер, а система, оперирующая такими параметрами, должна предусматривать возможность неточностей и частичных неопределенностей в описании причинно-следственных связей.

Кроме того, применение методов ИИ для диагностирования неисправностей ГПА позволяет выполнять основные требования к диагностике: точность, достоверность и быстродействие.

Под точностью будем понимать степень совпадения реального значения диагностируемого параметра и значения, вычисленного системой диагностики.

Под достоверностью будем понимать степень уверенности в истинности утверждения, выдаваемого системой диагностики (например, о наличии определенного вида неисправности или набора вызвавших ее причин). В случае интеллектуальных систем точность и достоверность достигаются за счет использования экспертных знаний, а также многократной перенастройки (обучения) системы на основе исходных и вновь поступающих экспериментальных данных.

Под быстродействием будем понимать количество решений, даваемых системой за единицу времени. Выбор оптимального способа представления знаний в интеллектуальной системе, механизмов принятия решений и программно-аппаратной реализации позволяет удовлетворить требованиям к быстродействию системы диагностики.

Таким образом, использование методов ИИ в разработке программного комплекса диагностики неисправностей ГПА позволит в необходимой степени удовлетворить основным требованиям к диагностике и создать расширяемую платформу для дальнейшей доработки и модификации.

В качестве объекта исследования рассматривается газоперекачивающий агрегат с газотурбинным приводом, принципиальная схема которого приведена на рис. 1, а технологическая схема ГПА на рис. 2.

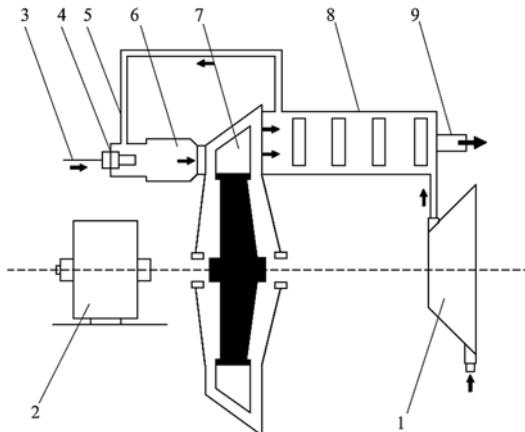


Рис. 1. Принципиальная схема газотурбинной установки с регенерацией (1 – компрессор, 2 – потребитель, 3 – топливный трубопровод, 4 – форсунка, 5 – воздушный трубопровод, 6 – камера сгорания, 7 – лопатки турбины, 8 – теплообменник, 9 - патрубок)

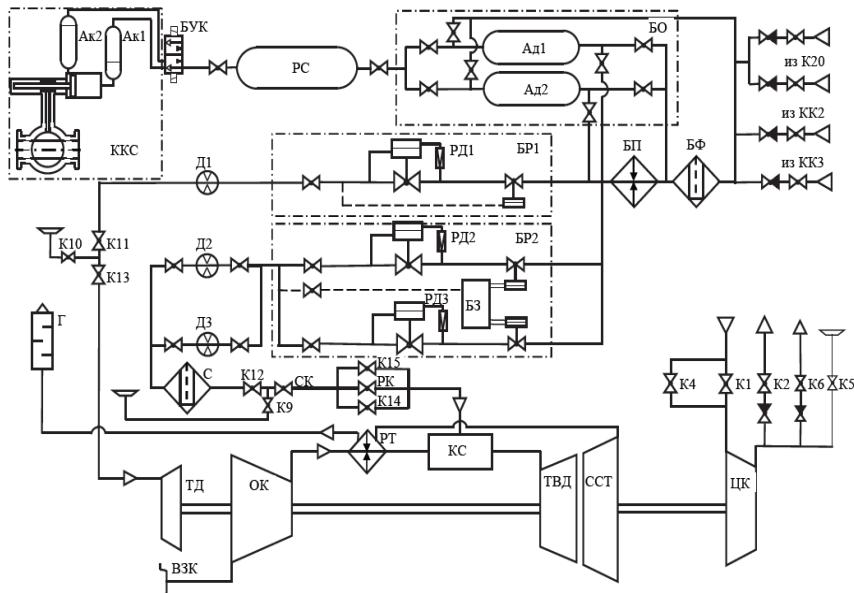


Рис.2. Технологическая схема ГПА  
и обвязка с газотурбинным приводом

Условные обозначения:  $Ад1$  и  $Ад2$  – адсорбераы;  $БЗ$  – блок защиты;  $БО$  – блок осушки;  $БП$  – блок подогревателей;  $БР1$ ,  $БР2$  – блоки редуцирования;  $БУК$  – блок управления крана;  $БФ$  – блок фильтров;  $ВЗК$  – воздухозаборная камера;  $Д1$ ,  $Д2$ ,  $Д3$  – датчики;  $K1-K20$  – краны;  $КС$  – камера сгорания;  $ОК$  – осевой компрессор;  $РК$  – регулирующий клапан;  $РС$  – ресивер;  $РТ$  – регенеративный теплообменник;  $РД1$ ,  $РД2$ ,  $РД3$  – регуляторы давления;  $С$  – сепаратор;  $ССТ$  – свободная силовая турбина (ТНД);  $ТВД$  – турбина высокого давления;  $ТД$  – турбодетандер (пусковой);  $ЦК$  – центробежный компрессор.

Для анализа связи параметров ГПА, неисправностей и их причин было сформировано множество  $Y = \{y_1, \dots, y_{18}\}$ , где каждому элементу поставлена в соответствие степень уверенности в наличии определенной неисправности:  $y_1$  – изменение проходной площади соплового аппарата турбины высокого давления (ТВД);  $y_2$  – увеличение радиальных зазоров осевого компрессора (ОК);  $y_3$  – увеличение радиальных зазоров турбины;  $y_4$  – увеличение зазоров в концевых уплотнителях;  $y_5$  – негерметичность воздушного тракта регенератора;  $y_6$  – вредный подогрев на входе компрессора;  $y_7$  – увеличение сопротивления входного тракта ГТУ;  $y_8$  – увеличение сопротивления тракта высокого давления;  $y_9$  – увеличение сопротивления выходного тракта ГТУ;  $y_{10}$  – загрязнение проточной ча-

сти компрессора;  $y_{11}$  – эрозия элементов проточной части центробежного нагнетателя (ЦН);  $y_{12}$  – увеличение зазора в уплотнениях ЦН;  $y_{13}$  – уменьшение запаса устойчивой работы ОК (предпомпаж);  $y_{14}$  – уменьшение запаса устойчивой работы ЦН;  $y_{15}$  – выгорание элементов камеры сгорания (КС);  $y_{16}$  – коробление, занос, обрыв лопастного аппарата турбины высокого давления (турбины низкого давления);  $y_{17}$  – негерметичность проточной части газотурбинного двигателя (ГТД);  $y_{18}$  – занос фильтрующих элементов воздухозаборной камеры (ВЗК).

В ходе анализа предметной области было сформировано множество  $X = \{x_1, x_2, \dots, x_{26}\}$ , каждому элементу которого поставлено в соответствие значение параметров ГПА:  $x_1$  – барометрическое давление;  $x_2$  – температура наружного воздуха;  $x_3$  – разрежение перед ОК;  $x_4$  – температура перед ОК;  $x_5$  – давление за ОК;  $x_6$  – температура за ОК;  $x_7$  – давление за регенератором;  $x_8$  – температура за регенератором;  $x_9$  – температура перед ТВД;  $x_{10}$  – давление за ТНД №1;  $x_{11}$  – давление за ТНД №2;  $x_{12}$  – температура за ТНД;  $x_{13}$  – обороты ротора ТВД;  $x_{14}$  – обороты ротора ТНД;  $x_{15}$  – давление газа перед нагнетателем;  $x_{16}$  – давление газа за нагнетателем;  $x_{17}$  – температура газа за нагнетателем;  $x_{18}$  – температура газа перед нагнетателем;  $x_{19}$  – разница температур газа на входе и выходе ОК;  $x_{20}$  – расход воздуха через ОК;  $x_{21}$  – эффективный КПД;  $x_{22}$  – КПД нагнетателя;  $x_{23}$  – степень сжатия;  $x_{24}$  – частота вращения ротора силовой турбины (ССТ или ТНД);  $x_{25}$  – уровень вибрации;  $x_{26}$  – уровень шума.

Кроме того, каждая неисправность может быть вызвана одной или несколькими эксплуатационными или иными причинами. Было сформировано множество  $Z = \{z_1, z_2, \dots, z_{26}\}$ , каждому элементу которого поставлено в соответствие степень уверенности в наличии определенной причины неисправностей:  $z_1$  – коробление обоймы;  $z_2$  – деформация, обрывом лопаток;  $z_3$  – вибрация ротора;  $z_4$  – перекос, расцентровка ротора;  $z_5$  – дефекты подшипников;  $z_6$  – температурные деформации при пусках и остановках ГПА;  $z_7$  – отсутствие изоляции на регенераторах и газоходах;  $z_8$  – неправильная компоновка ГПА на КС;  $z_9$  – неплотность запорных клапанов систем анти-обледенения, тяги регенератора;  $z_{10}$  – обледенение входного тракта;  $z_{11}$  – пылевые отложения во входном тракте;  $z_{12}$  – эрозия (износ) входного тракта ГТУ;  $z_{13}$  – пылевые отложения в тракте высокого давления;  $z_{14}$  – эрозия (износ) тракта высокого давления;  $z_{15}$  – деформация выходного тракта ГТУ;  $z_{16}$  – рост отложений в выходном тракте ГТУ;  $z_{17}$  – уменьшение эффективности очистки воздуха, невыполнение периодических чисток;  $z_{18}$  – уменьшение эффективности очистки технологического газа (пылеуловители);  $z_{19}$  – вибрация, осевой сдвиг ЦН;  $z_{20}$  – уменьшение проходной площади ТВД;  $z_{21}$  – увеличение сопротивления

входного тракта;  $z_{22}$  – ускоренный запуск;  $z_{23}$  – износ лопаток;  $z_{24}$  – уменьшение массового расхода воздуха;  $z_{25}$  – увеличение степени сжатия при постоянной частоте вращения ротора ( $n_{cm} = \text{const}$ );  $z_{26}$  – подрез рабочего колеса.

Кроме причинно-следственных связей между параметрами системы и неисправностями, а также неисправностями и их эксплуатационными системами, существуют также связи между самими параметрами, между неисправностями и между их причинами. Наличие сложных транзитивных зависимостей обуславливает структуру разрабатываемой интеллектуальной системы.

Разработанный программный комплекс GAZDETECT для диагностики неисправностей ГПА основан на гибридной интеллектуальной системе, структура которой приведена на рис. 3. Основными компонентами системы являются искусственная нейронная сеть (ИНС) и подсистема нечеткого вывода.

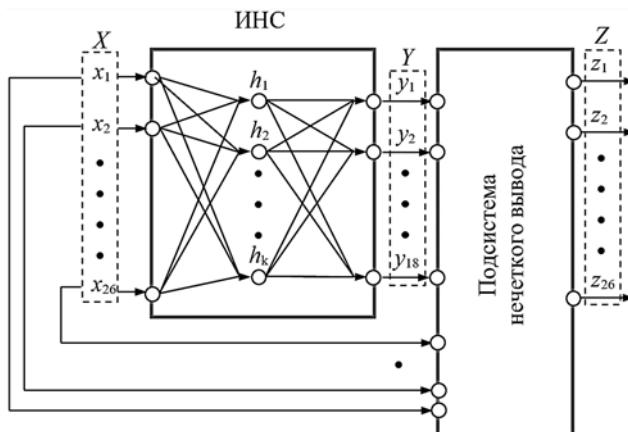


Рис. 3. Структурная схема интеллектуальной системы принятия решения по диагностике неисправностей ГПА

$X = \{x_1, x_2, \dots, x_{26}\}$  – входной вектор системы, содержащий числовые значения параметров ГПА;

$h_1, \dots, h_k$  – нейроны скрытого слоя ИНС;

$Y = \{y_1, \dots, y_{18}\}$  – выходной вектор ИНС и входной вектор подсистемы нечеткого вывода, содержащий степени уверенности в наличии характерных неисправностей;

$R$  – база нечетких правил;

$Z = \{z_1, z_2, \dots, z_{26}\}$  – выходной вектор системы, содержащий степени уверенности в наличии причин неисправностей.

Степени уверенности в наличии неисправностей и их причин лежат на интервале  $[0; 1]$ , где 0 – самая низкая степень уверенности, 1 – самая высокая.

## Новые технологии в газовой промышленности

ИНС служит для выявления неисправностей на основе значений и динамики изменения параметров ГПА. Полученные степени уверенности в совокупности с уже поданными на вход ИНС параметрами используются подсистемой нечеткого вывода для выявления возможных причин возникновения неисправностей.

ИНС имеет структуру трехслойного персептрона, обученного алгоритмом обратного распространения ошибки. Обучающая выборка была составлена на основе норм технологического проектирования магистральных газопроводов [3] и мнений экспертов - специалистов по техническому обслуживанию ГПА.

Подсистема нечеткого вывода

Работа подсистемы нечеткого вывода использует аппарат теории нечетких множеств. Структурная схема подсистемы представлена на рис. 4.



Рис. 4. Схема подсистемы нечеткого вывода

$I^*$  – вектор входных числовых значений подсистемы;

$G^*$  – вектор выходных числовых значений подсистемы.

Рассматриваемая база нечетких правил может быть представлена в виде

$$(V, I, G, R), \quad (1)$$

где  $V$  – универсальное множество лингвистических переменных, используемых системой;

$I$  – множество входных лингвистических переменных,  $I \subset V$ ;

$G$  – множество выходных лингвистических переменных,  $G \subset V$ ;

$R$  – множество правил вида

$$r_j; \text{ЕСЛИ } i_{j,1} \text{ есть } t_{j,1} \text{ И } \dots \text{ И } i_{j,n-1} \text{ есть } t_{j,n-1} \text{ ТО } g_j \text{ есть } t_j, \quad (2)$$

где  $r_j$  – уникальное имя правила;

$i_{j,1}, \dots, i_{j,n-1}$  – входные лингвистические переменные для правила  $r_j$ ;

$t_{j,1}, \dots, t_{j,n-1}$  – значения входных лингвистических переменных для правила  $r_j$ ;

$g_j$  – выходная лингвистическая переменная для правила  $r_j$ ;

$t_j$  – значение выходной лингвистической переменной для правила  $r_j$ .

Будем считать, что на вход подсистемы подается вектор  $I^*$  четких значений, соответствующих лингвистическим переменным множества  $I$ . Выходом подсистемы является вектор  $G^*$  четких значений, соответствующих лингвистическим переменным множества  $G$ .

Промежуточной будем считать переменную  $v_m \in V$ ,  $v_m \notin I$ ,  $v_m \notin G$ .

Утверждением будем считать пару

$$\langle v_m, t_{m,k} \rangle \quad (3)$$

где  $v_m \in V$  – лингвистическая переменная;

$t_{m,k} \in T(v_m)$  – значение лингвистической переменной.

Каждому утверждению в соответствие поставлена нечеткая переменная  $f_{m,k}$ .

Будем считать входными правила  $r_j \in R$ , в левой части которых содержатся только те утверждения, которые содержат входные лингвистические переменные.

В ходе консультаций с экспертом было определено множество  $T = \{t_1, t_2, t_3, t_4, t_5\}$  ( $t_1$  – «очень низкое»,  $t_2$  – «низкое»,  $t_3$  – «среднее»,  $t_4$  – «высокое»,  $t_5$  – «очень высокое») лингвистических значений, связанных с числовыми значениями параметров функциями принадлежности. Кроме того были определены исключительные ситуации, когда значением лингвистической переменной является не выражение на естественном языке, а утверждение вида  $\langle x_i > b_i \rangle$  или  $\langle x_i < b_i \rangle$ , где  $x_i$  – числовое значение параметра,  $b_i$  – определенная экспертом верхняя или нижняя граница параметра, допускаемая технической документацией.

Также были сформировано множество правил  $R$ , примеры которых приведены ниже.

$R_{15}$ : ЕСЛИ  $\langle$ отклонение давления за ТНД №1 $\rangle$   $\langle$ очень высокое $\rangle$   
И  $\langle$ отклонение давления за ТНД №2 $\rangle$   $\langle$ очень высокое $\rangle$   
ТО  $\langle$ загрязнение проточной части компрессора $\rangle$   $\langle$ высокое $\rangle$

$R_{27}$ : ЕСЛИ  $\langle$ колебание температуры за нагнетателем $\rangle$   $\langle$ высокое $\rangle$   
И  $\langle$ колебание температуры перед нагнетателем $\rangle$   $\langle$ высокое $\rangle$   
ТО  $\langle$ повышение вибраций $\rangle$   $\langle$ высокое $\rangle$

$R_{34}$ : ЕСЛИ  $\langle$ понижение эффективного КПД $\rangle$   $\langle$ высокое $\rangle$   
ТО  $\langle$ увеличение сопротивления входного тракта ГТУ $\rangle$   $\langle$ высокое $\rangle$

$R_{45}$ : ЕСЛИ  $\langle$ понижение барометрического давления $\rangle$   $\langle$ высокое $\rangle$   
ТО  $\langle$ понижение давления за ОК $\rangle$   $\langle$ среднее $\rangle$

### Алгоритм нечеткого вывода

**Шаг 1.** Для каждого входного правила  $r_j$  вычисляются значения истинности всех утверждений

$$\delta_{j,n} = \mu_{j,n}(i_{j,n}^*) \quad (4)$$

где  $i_{j,n}^*$  – четкое значение, соответствующее лингвистической переменной  $i_{j,n}$  в левой части правила  $r_j$ .

**Шаг 2.** Для каждого входного правила  $r_j$  вычисляется уровень отсечения

$$\beta(< g_j, t_j >) = \sigma(\delta_{j,1}, \sigma(\delta_{j,2}, \dots, \sigma(\delta_{j,n-1}, \delta_{j,n}))), \quad (5)$$

где

$$\sigma(x_1, x_2) = x_1 + x_2 - x_1 \cdot x_2 \quad (6)$$

**Шаг 3.** Для каждого входного правила  $r_j$  формируется усеченная функция принадлежности каждого утверждения в левой части правила

$$\mu'_{f_{m,k}}(x) = \mu_{f_{m,k}}(x) \cdot \min_j \beta(< g_j, t_j >), \quad (7)$$

где пара  $< g_j, t_j >$  соответствует нечеткой переменной  $f_{m,k}$

**Шаг 4.** Для каждой лингвистической переменной  $v_m \in V$ , стоящей в правой части хотя бы одного входного правила  $r_j$ , формируется результирующая функция принадлежности

$$\mu_{v_m}(x) = \max_k \mu'_{f_{m,k}}(x), \quad (8)$$

**Шаг 5.** Для каждой лингвистической переменной  $v_m = g_j \in V$ , стоящей в правой части каждого входного правила  $r_j$ , вычисляется четкое значение

$$v_m^* = \frac{\int x \cdot \mu_{v_m}(x) dx}{\int \mu_{v_m}(x) dx} \quad (9)$$

**Шаг 6.** Шаги 1–5 повторяются для каждого правила  $r_j \in R$  до тех пор, пока не будут вычислены четкие значения, соответствующие каждой выходной лингвистической переменной. Полученные четкие значения формируют выходной вектор  $G^*$ .

Таким образом, подсистема нечеткого вывода позволяет на основе параметров ГПА и степеней уверенности в наличии определенного вида неисправностей получить степени уверенности в характеристиках эксплуатационных или иных причинах отказов.

Обеспечение эффективной и бесперебойной работы газоперекачивающих агрегатов является важной задачей газотранспортной промышленности. Достижение требуемых показателей требует использования комплекса методологического и программного обеспечения для выявления неисправностей ГПА. С целью разработки соответствующего комплекса предложена интеллектуальная система GAZDETECT принятия решения для диагностики, позволяющая на основе параметров агрегата своевременно обна-

рживать характерные отказы в работе устройства, что приводит к повышению безопасности труда, обеспечивает своевременный ремонт и техническое обслуживание установки. Кроме того, установление причин неисправности повышает вероятность устранения допущенных в ходе эксплуатации нарушений или обнаружения заводских и иных дефектов в деталях оборудования.

*Список литературы*

1. Семенов А.А. Комплексный анализ работоспособности газоперекачивающих агрегатов на основе прогноза остаточного ресурса: Дис. ... канд. техн. наук. – М., 2004.
2. Стребков А. Система параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов: современный подход / А. Стребков, М. Басманов, С. Меньшиков, И. Морозов // Деловая Россия: промышленность, транспорт, социальная жизнь. – 2011. – №7. – С. 42–43.
3. Сафонов В.С. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов / В.С. Сафонов, Е.В. Леонтьев, В.А. Шуровский // ОАО «Газпром». – 2005.
4. Антропов П.Г. Учеб. пос. для подготовки и повышения квалификации рабочих и специалистов службы ГКС / П.Г. Антропов, В.Н. Замоторин, В.Н. Захаров [и др.]; ЮГТрансгаз. – Петровск, 2000. – 145 с.

*Игнатов Антон Валерьевич*

канд. техн. наук, ассистент кафедры

«Организация перевозок и управление на транспорте»

*Гималов Ильяз Рестамович*

аспирант кафедры «Организация перевозок и управление на транспорте»

ФГБОУ ВО «Саратовский государственный

технический университет им. Гагарина Ю.А.»

г. Саратов, Саратовская область

## **СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕВОЗКИ ОПАСНЫХ ГРУЗОВ НА ОСНОВЕ ТЕОРЕТИКО-МНОЖЕСТВЕННОГО АНАЛИЗА**

*Аннотация:* в работе приведено модульное управление транспортным процессом на стадиях его разработки и реализации. Выполнен анализ факторов, определяющих производительность транспортного процесса и безопасность дорожного движения при перевозке опасных грузов. Эффективность и безопасность процесса перевозки достигается по средствам создания переналаживаемых модулей транспортных процессов и систем, инвариантным условиям и показателям эффективности и безопасности. Приведено влияние показателей риска возникновения транспортного затора, изменения бокового зазора безопасности, курсовой устойчивости автомобиля на транспортный процесс.

*Ключевые слова:* опасные грузы, инвариантность, модуль, риск, транспортный процесс, дорожные условия, безопасность, эффективность.

Процесс перевозки опасных грузов требует системного анализа факторов разработки маршрута движения и технологии перевозки с учетом соблюдения условий, как безопасности дорожного дви-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

жения, так и экономической эффективности. В статье представлены результаты исследования кафедры «Организация перевозок и управление на транспорте», основанные на работах *Л.Я. Кожуховской и В.Н. Баскова о новом подходе к управлению безопасностью и эффективностью транспортного процесса (ТП) путем модульного представления элементов транспортной системы на этапах организации и реализации транспортного процесса.*

Задача обеспечения безопасной и экономичной перевозки решается выявлением связей между элементами системы «Водитель-Автомобиль-Дорога-Среда» (ВАДС) и формирования управляемого ядра системы, инвариантного заданным технико-экономическим показателям процесса перевозки, начальной информации об условиях его реализации и характеристиках дорожных условий. Для определения связей между элементами системы ВАДС применены методы теоретико-множественного и структурного анализа. Использование структурного анализа определено тем, что структура включает в себя, как содержательный аспект транспортной системы (ТС) и транспортного процесса, так и изменения вида связи при их адаптации к новым условиям. В качестве показателей транспортного процесса, которые определяют его эффективность, установлены производительность и безопасность дорожного движения, полученные на основе классификации факторов внутренней и внешней среды [1].

На производительность и безопасность дорожного движения оказывают влияние множество различных факторов внутренней среды: структура транспортной системы; технико-эксплуатационные показатели транспортных средств (АТС); организационно-технические и технологические методы и т.д. Среди факторов внешней среды рассмотрены: уровень организованности дорожного движения на основе исследования основных показателей транспортного потока (интенсивность, скорость, плотность), риск возникновения транспортных заторов, характеристика и состояние автомобильных дорог, уровень информатизации транспортного процесса и т.д.

Создание ТС, полностью инвариантной меняющимся с течением времени условиям требует проведения анализа первичной информации о свойствах и транспортных характеристиках перевозимых опасных грузов  $\{\Gamma\}$ , транспортных средствах, закономерностях формирования ТП для установления характера влияния основных элементов системы ВАДС на структуру  $\{\text{ТС}\}$  инвариантной условия выполнения процесса перевозки опасных грузов  $\{\text{ТП}\}$ .

Отсутствие четкого соответствия свойств  $\{\Gamma\}$ ,  $\{\text{ТП}\}$  и структур  $\{\text{ТС}\}$  в условиях многовариантности предоставления услуг потребовало проведения исследований структурно-функциональных связей, установления количественных отношений между их модулями

в условиях неполной определенности. Это привело к необходимости разработки правил преобразования нечеткой информации в четкую, посредствам пошагового раскрытия неопределенности при помощи разработанной системы критериев. С этой целью использован теоретико-множественный анализ, что позволило выявить масштаб влияния доминирующих факторов на выбор рационального сочетания их свойств (рис. 1) [2].

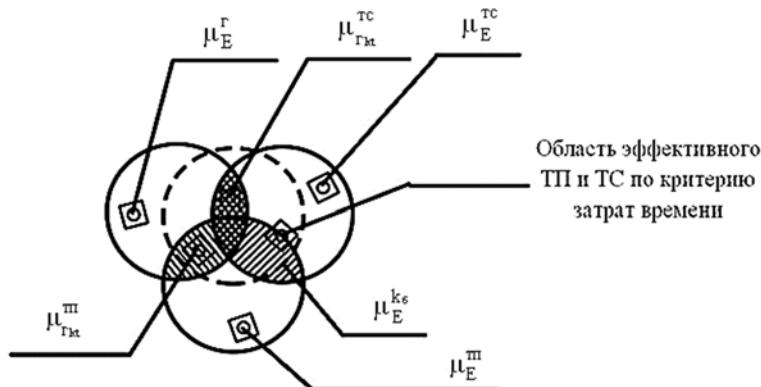


Рис. 1. Теоретико-множественное представление функции принадлежности в ТП

Установление структурных связей позволяет определить показатели эффективности и безопасности работы элементов системы ВАДС, которые обеспечивают возможность выбора безопасного маршрута движения и технологии перевозки опасных грузов, с учетом тягово-скоростных характеристик транспорта и конкретных дорожных условий.

Теоретико-множественное представление информации для принятия управленческих решений при перевозке опасных грузов позволило представить связи в виде пересечения множеств  $\{\Gamma\}$ ,  $\{\text{TП}\}$  и  $\{\text{TC}\}$  в евклидовом пространстве. Количественно область их пересечения описана при помощи коэффициентов принадлежности  $\mu_E^{\Gamma}$ ,  $\mu_E^{\text{TП}}$ ,  $\mu_E^{\text{TC}}$ . (1) Оценка области эффективного соответствия  $\{\text{TП}\}$ ,  $\{\text{TC}\}$  и  $\{\Gamma\}$  производится коэффициентом соответствия элементов ВАДС –  $\mu_E^T$  и приведенных затрат времени на выполнение операции ТП и ТС –  $\mu_{\Gamma_{\text{кт}}}^{\text{TП}}$  и  $\mu_{\Gamma_{\text{кт}}}^{\text{TC}}$  [3]:

$$1. \{\Gamma\} - \mu_E^{\Gamma}.$$

2.  $\{\text{TC}\} - \mu_E^{\text{TC}}$ .
3.  $\{\text{TP}\} - \mu_E^{\text{TP}}$ .
4. ВАДС –  $\mu_E^{\text{T}}$ .
5. Безопасность ТС –  $\mu_E^{k_6}$ .
6. Приведенные затраты времени ТС –  $\mu_{\Gamma_{kt}}^{\text{TC}}$ .
7. Приведенные затраты времени ТП –  $\mu_{\Gamma_{kt}}^{\text{TP}}$ .

Для оценки влияния характеристики номенклатуры перевозимых опасных грузов, разработана методика оценки эффективности и безопасности транспортного процесса, учитывающая организационно-технологические возможности элементов системы ВАДС при различных комбинациях их реализации, представленных кортежем свойств и матрицей номенклатуры транспортируемых опасных грузов.

$$\{\Gamma\} = X_{ij} = \{\Gamma_{i1}, \Gamma_{i2}, \Gamma_{i3} \dots \Gamma_{im}; \Gamma_{j1}, \Gamma_{j2}, \Gamma_{j3} \dots \Gamma_{jm}\}, \quad (1)$$

$$\{\Gamma\} = X_{ij} = \begin{vmatrix} \Gamma_{11} & \Gamma_{12} & \dots & \Gamma_{1m2} \\ \Gamma_{21} & \Gamma_{22} & \dots & \Gamma_{2m3} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \Gamma_{n1} & \Gamma_{n2} & \dots & \Gamma_{ij} \end{vmatrix}, \quad (2)$$

где  $i$  – индекс груза,  $j$  – индекс признака.

Анализ дорожной сети показал, что она содержит свыше 70% криволинейных участков. На рисунке 2 приведены примеры сложных криволинейных участков дороги в г. Саратове и Саратовской области. К ним относятся радиусные повороты, виадуки, развороты и др.



Рис. 2. Схемы сложных, криволинейных участков дорог в г. Саратове и Саратовской области

Проведенный статистический анализ показал, что более 40% ДТП (дорожно-транспортных происшествий) происходит при переходе автомобиля с прямолинейного участка на криволинейный участок дороги. При этом в момент снижения скорости АТС продолжает движение по инерции, кроме того на АТС действует сила, которая приводит к радиальному смещению автомобиля. Возникающая центробежная сила при движении АТС по кривой, стремится сместить транспортное средство с дороги при этом происходит перераспределение нагрузки между осями, что отражается на управляемости и устойчивости автомобиля. Влияние данного фактора значительно усиливается при движении по скользкой поверхности дороги.

Для установления функциональных связей между характеристиками дороги и АТС также была использована теория множеств. Для этого характеристики дороги и АТС представлены как множества  $\{D\}$  и  $\{A\}$ , их пересечение отражает степень соответствия характеристик по одному или нескольким критериям. К показателям качества ТП также относится и их безопасность в связи с этим выполнена оценка безопасности ТП по коэффициенту курсовой устойчивости АТС [4].

На основании определения курсовой устойчивости АТС, используется его свойство без корректирующих воздействий, осуществляемых водителем, двигаться в заданном направлении, т.е. при статическом положении рулевого колеса.

На рисунке 3 представлена схема сил, действующих на АТС при криволинейном движении, приводящие к потере курсовой устойчивости (заносу).

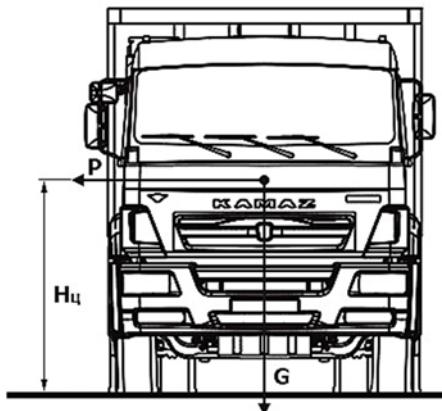


Рис. 3. Схема сил, действующих на АТС при движении на сложном, криволинейном участке дороги

Установление качественных и количественных зависимостей между характеристиками АТС {А}, дороги {Д} и курсовой устойчивости является наиболее важным показателем безопасности дорожного движения.

Потеря курсовой устойчивости при движении по дороге с поперечным уклоном в горизонтальной плоскости и при повороте радиусом R. Если АТС осуществляет движение по участку дороги с уклоном L, сила тяжести G составляет с поверхностью дорожного полотна угол и ее возможно разделить на два показателя: силу P<sub>1</sub>, параллельную дороге, и силу P<sub>2</sub>, перпендикулярную ей. Сила P<sub>1</sub>, стремиться сдвинуть АТС в радиальном и угловом направлении в горизонтальной плоскости. Чем меньше радиус поворота, тем больше величина силы P<sub>1</sub>, следовательно, тем более вероятна потеря поперечной устойчивости.

Тем самым можно сделать вывод, что перед поворотом необходимо уменьшить скорость движения тем больше, чем меньше радиус поворота.

Для определения максимальная скорости, с которой может двигаться АТС по сложному, криволинейному участку дороги с радиусом закругления R без заноса (поперечного скольжения шин), используется формула:

$$V_{ck} = 11,3 \sqrt{R \varphi_x}, \quad (3)$$

где  $\varphi$  – коэффициент сцепления шин автомобиля с дорогой, R – радиус поворота.

В качестве одного из показателей, влияющих на экономическую эффективность и безопасность транспортного процесса с позиции временных затрат на транспортировку грузов рассмотрен риск возникновения транспортного затора на регулируемых пересечениях, который может быть рассчитан[5]:

$$r_{tz}(N) = 0,5 - \Phi \left( \frac{d_{kp} - \left( \frac{A}{1-EN} + \frac{B}{1-K} \right)}{\sqrt{\sigma_{d_{kp}}^2 + \sigma_{d_{\phi}}^2}} \right), \quad (4)$$

где  $r_{tz}(N)$  – риск возникновения транспортного затора от интенсивности движения;  $A = \frac{0,9C(1-\lambda)^2}{2}$  – коэффициент, зависящий

от длительности цикла регулирования и эффективной доли зеленого сигнала, с/авт;  $\lambda = \frac{g}{C}$  – эффективная доля зеленого сигнала;

$B = \frac{0,9K^2}{2}$  – коэффициент, зависящий от коэффициента, определяющего отношение длительности цикла к максимальному количеству транспортных средств (ТС), которые успевают покинуть пересечение в  $j$ -м направлении за эффективное время  $i$ -й фазы регулирования,  $s^2/авт^2$ ;  $K = \frac{C}{M_h g}$  – коэффициент, определяющий отношение длительности цикла к максимальному количеству ТС, которые успевают покинуть пересечение в  $j$ -м направлении за эффективное время  $i$ -й фазы регулирования,  $s/авт$ ;  $E = \lambda K$  – коэффициент, зависящий от коэффициента, определяющего отношение длительности цикла к максимальному количеству ТС, которые успевают покинуть пересечение в  $j$ -м направлении за эффективное время  $i$ -й фазы регулирования и эффективной доли зеленого сигнала,  $s/авт$ ;  $C$  – длительность цикла регулирования,  $s$ ;  $g$  –

эффективная длительность зеленого сигнала,  $s$ ;  $M_h$  – поток насыщения,  $авт./с$ ;  $N$  – интенсивность прибытия ТП,  $авт./с$ .

Основываясь на совокупности аппроксимированных зависимостей  $r_{tz}=f(V)$ , полученных экспериментально в одинаковых условиях, были установлены категории условий движения, которые учитывают риск возникновения транспортного затора. Каждая категория сочетается со скоростным интервалом, равным 5 км/ч (табл. 1).

Таблица 1  
Категории условий движения с учетом риска возникновения транспортного затора

| Категория | Скорость, км/ч | Риск возникновения транспортного затора |
|-----------|----------------|---|
| I         | 0–5            | 0,85–1                                  |
| II        | 5–10           | 0,48–0,85                               |
| III       | 10–15          | 0,34–0,48                               |
| IV        | 15–20          | 0,27–0,34                               |
| V         | 20–25          | 0,23–0,27                               |
| VI        | 25–30          | 0,19–0,23                               |
| VII       | >30            | <0,19                                   |

Предельные рисковые значения обозначены точками (рис. 4).

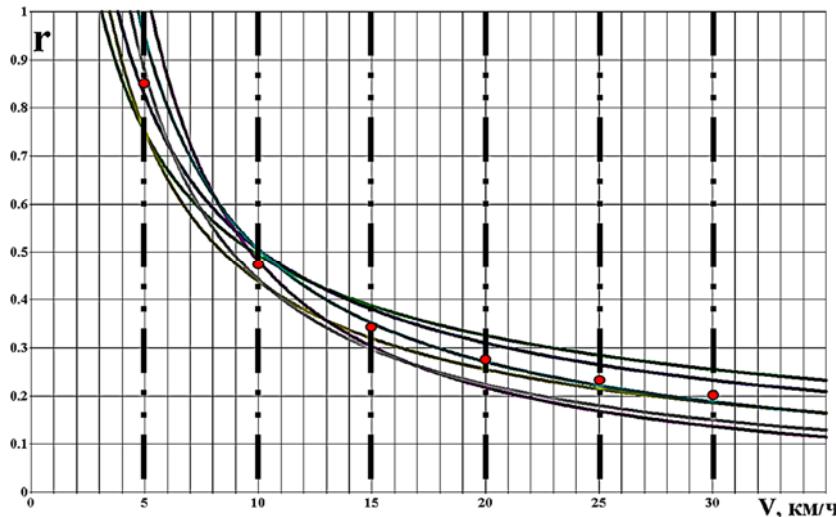


Рис. 4. Предельные рисковые значения для каждой категории условий движения с учетом риска возникновения транспортного затора

Определение с помощью показателя риска возникновения транспортного затора позволяет разработать маршрут движения по участкам с наименьшим риском.

Еще одним показателем, влияющим на безопасность перевозки опасного груза, является величина бокового зазора безопасности между транспортными средствами. В качестве примера рассмотрим взаимодействие между движущимся и припаркованным транспортным средством, при условии движения автомобиля (1) без заезда на полосу встречного движения (рис. 5). В таком случае боковой зазор безопасности рассчитывается, как:

$$a_2 = L_\phi - L_{TC1} - L_{TC2}, \quad (5)$$

Значение ( $a_2$ ) близкое к нулю или имеющее отрицательное значение будет означать вероятность возникновения касательного столкновения, либо вероятность вынужденного выезда автомобиля (1) на полосу встречного движения.

На рисунке 5 приведена схема размещения ТС в потоке, где где  $L_\phi$  – фактическая ширина направления движения, м;  $L_{\phi 1}$  – фактическая ширина 1-й полосы движения, м;  $L_{\phi 2}$  – фактическая ширина 2-й полосы движения, м;  $L_{TC1}$  – ширина направления движения, занятая припаркованным автомобилем (с учетом  $a_1$ ), м;  $L_{TC2}$  – ширина движущегося автомобиля, м;  $a_1$  – боковой зазор безопасности между припаркованным автомобилем и краем проезжей части, м;

$a_2$  – боковой зазор безопасности между движущимся и припаркованным автомобилем, м.

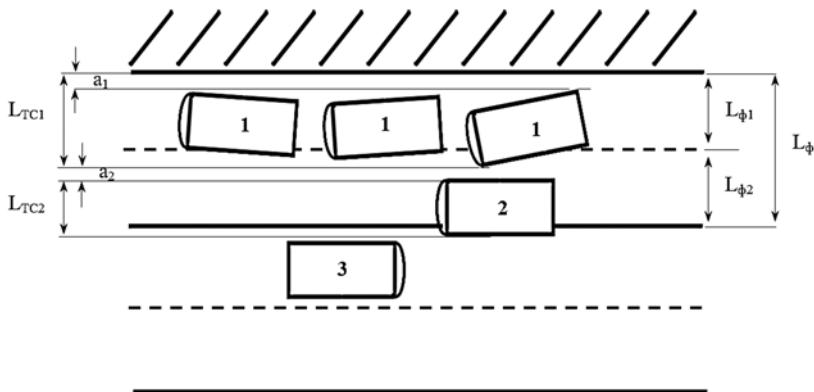


Рис. 5. Вынужденный выезд автомобиля (2) на встречную полосу движения с автомобилем (3) из-за автомобилей (1), припаркованных с нарушением ПДД РФ

Методология ситуационного управления элементами системы ВАДС положена в основу разработки и реализации транспортного процесса. Налаживание ядра транспортного процесса генерируется по средствам установления связей между множеством характеристик опасных грузов  $\{\Gamma\}$ , наиболее значимыми элементами системы ВАДС с учетом изменения исходных требований и условий эксплуатации транспортной системы. С этой целью основываясь на исследованных условиях и закономерностях процессов, происходящих в системе ВАДС, измеренные количественные показатели используются, как критерии принятия решений для управления транспортным процессом в целом. Источник информации, отражающий состояние системы ВАДС – это характеристики транспортируемых грузов, технико-эксплуатационные показатели транспортных средств, результаты численного анализа опытно-статистических данных о показателях работы системы ВАДС.

#### Список литературы

1. Басков В.Н. Методология организации транспортных процессов на основе создания управляемого инвариантного ядра / В.Н. Басков, Л.Я. Кожуховская // Научное обозрение. – 2013. – №5. – С. 40–46.
2. Басков В.Н. Критериальная база обеспечения качества и безопасности транспортных процессов / В.Н. Басков, Л.Я. Кожуховская // Научное обозрение. – 2013. – №12. – С. 387–392.
3. Кожуховская Л.Я. Ситуационная модель структурно-параметрических преобразований технологического процесса // Вестник СГТУ. – Саратов: СГТУ, 2011. – №3 (61). – Вып. 4. – С. 105–115.

## Новые технологии в газовой промышленности

4. Кожуховская Л.Я. Анализ взаимодействия автотранспортного средства с дорожным полотном на сложных участках / Л.Я. Кожуховская, И.Р. Гималов // Научное обозрение. – 2015. – №4. – С. 104–109.

5. Игнатов А.В. Влияние скорости транспортного потока на риск возникновения транспортного затора / А.В. Игнатов // Проблемы качества и эксплуатации автотранспортных средств: организация автомобильных перевозок и безопасность дорожного движения: Сб. науч. статей по материалам IX Международной заочной научно-технической конференции. – Пенза: ПГУАС, 2015. – С. 133–138.

**УДК 69.04**

**Яковлев Дмитрий Михайлович**  
инженер 2 категории строительного отдела  
ПАО «ВНИПИГаздобыча»  
г. Саратов, Саратовская область

## ВИМ-ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ

**Аннотация:** в статье рассматриваются опыт моделирования и перспективы развития информационного моделирования на примерах объектов системы магистральных газопроводов «Сила Сибири» (Восточная Сибирь) и Киринского нефтегазоконденсатного месторождения (о. Сахалин).

**Ключевые слова:** информационное моделирование зданий, Building Information Modeling, ВИМ, метод конечных элементов, МКЭ, сейсмическое районирование.

На прошедшем в июне этого года Петербургском экономическом форуме была озвучена задача оптимизации системы госзаказа за посредством повсеместного внедрения в строительной отрасли технологий информационного моделирования зданий (Building Information Modeling, ВИМ), которые позволяют создать трехмерную модель здания, содержащую всю информацию об объекте, необходимую не только для его проектирования и строительства, но и эксплуатации.

Также было подчеркнуто, что на сегодняшний день применение ВИМ-технологий в России – это единичные факты, сконцентрированные в больших городах. Таким образом, была намечена цель сделать ВИМ общепринятой практикой на всей территории страны. Если цифровая модернизация строительной отрасли достигнет глобальных масштабов, можно будет говорить о существенном улучшении качества процессов на всех этапах реализации строительных проектов.

Попробуем рассмотреть общие требования ВИМ моделей, а также проведем анализ возможности интегрирования в них современных методик расчета, расчетных программных комплексов на основании проектирования объектов Восточной Сибири и острова Сахалин.

Основные цели и назначение BIM-моделирования можно сформулировать так:

- обеспечить взаимозависимость расчетных и конструктивных схем проектируемого здания;
- на основании виртуальной версии объекта определить единую стратегию проектирования, производства и процессов реализации проектируемого объекта;
- обеспечить единое взаимозависимое управление потоками проектной и расчетно-конструктивной документации;
- облегчить процедуру определения трудозатрат на возведение объекта;
- на базе единой или согласованной программной среды обеспечить интегрирование коллектива пользователей в команды; разрозненные действия объединить в процессы;
- обеспечить быстроту, дешевизну и эффективность выполнения операций по контролю процессов управления жизненным циклом сооружения в целом проектирования.

Одним из примеров программных комплексов подходящих для построения подобных моделей можно назвать программный комплекс Model Studio CS, предназначенного для трехмерного проектирования и конструирования металлических и железобетонных конструкций.

Программный комплекс призван решить следующие задачи:

- трехмерная компоновка и моделирование;
- создание пространственной модели конструкции;
- создание трехмерных параметрических узлов металлоконструкций;
- формирование и выпуск полного комплекта проектной документации марок АС, КМ и КЖ;
- планы, разрезы, чертежи узлов и сечения с проставленными размерами по построенной трехмерной модели;
- табличная проектная документация в форматах MS Word, MS Excel, AutoCAD адаптированных и адаптируемых под стандарт проектной организации с рамками, штампами, эмблемами и т.п.

В качестве примера применения BIM модели и интегрирования современных методик расчета рассмотрим здание насосной станции хоспитьевого производственно-противопожарного водоснабжения на Киринском нефтегазоконденсатном месторождении. Каркасное здание пролетом 12,0 м на столбчатых фундаментах.

В расчетной схеме принимаются следующие нагрузки: постоянные от собственного веса конструкций (несущих и ограждающих), временные –снеговая и ветровая нагрузка, а в качестве особой – сейсмическое воздействие.

Под влиянием нагрузок от фундаментов основание деформируется, а это в свою очередь вызывает перераспределение нагрузок за счет включения в работу над фундаментных конструкций. Характер и степень перераспределения нагрузок на основание, а следовательно, и дополнительные усилия в конструкциях соору-

## Новые технологии в газовой промышленности

жения зависят от вида, состояния и свойств грунтов, характера их напластования, статической схемы сооружения, его пространственной жесткости и многих других факторов.

На основании сейсмического микрорайонирования площадки Киринского нефтегазоконденсатного месторождения, была произведена количественная оценка влияния местных условий площадки (состава грунтов, особенностей рельефа, наличия активных разломов и др.) на сейсмичность площадки с указанием изменения интенсивности сотрясений в баллах по шкале MSK-64. По предварительным данным, полученным в результате проведения инженерно-геологических и сейсморазведочных работ, строятся обобщенные сейсмогеологические модели (СГМ) грунтовых толщ для типичных грунтовых условий и предельных значений скоростных характеристик сейсмических волн. Они представляют собой 2-х слойные модели среды.

Выполняются два вида расчетов на сейсмические воздействия: квазистатический расчет на спектральные нагрузки в соответствии со СНиП и расчет на вероятное землетрясение или ансамбль расчетных землетрясений, заданных в виде акселерограмм.

Применяемый метод предполагает расчет каркасов на деформируемом основании при помощи метода конечных элементов, на котором, в настоящее время базируется большинство САПР. Эффект вибраций рассматривается с помощью динамического анализа, при частоте динамической нагрузки того же порядка или даже больше, чем естественная частота колебаний среды. Колебания низкой частоты могут быть рассчитаны с помощью псевдостатического анализа. Инерция грунта основания и зависимость нагрузки от времени включены в динамическую модель.

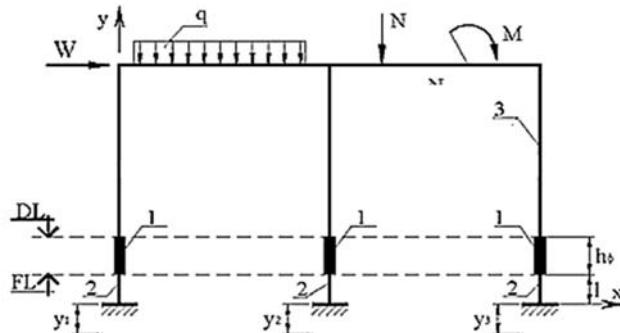


Рис. 1. Расчетная схема рамы на столбчатых фундаментах:  
1 – абсолютно жесткий стержень, моделирующий фундамент;  
2 – стержень, моделирующий работу основания с характеристиками EF, GF, EI; 3 – стержни, моделирующие элементы каркаса;  
q, M, N, W – нагрузка; u1, u2, u3 – вынужденные  
перемещения основания

На основании проведенного расчета получены требуемые сечения несущих конструкций, по которым производится построение трехмерной параметрической модели. Трехмерная модель здания создается из конструктивных компонентов – твердотельных параметрических объектов. Эти объекты размещаются и ориентируются в пространстве как реальные элементы здания – со всеми необходимыми посадками, привязками, узлами, наложенными связями. Конструктивным частям и компонентам присваиваются параметры и свойства присущие реальным объектам: материал, технология, техническая спецификация.

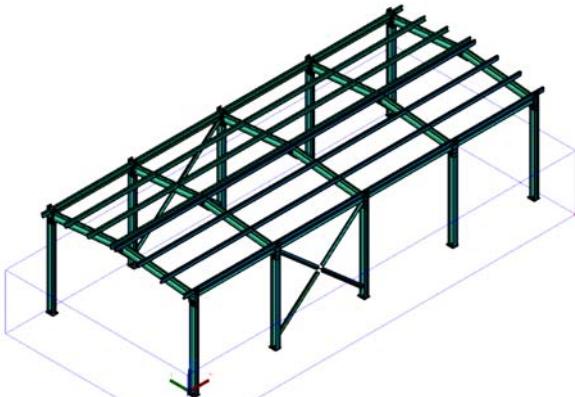


Рис. 2. Трехмерная схема каркаса

В любой момент из трехмерной модели может быть построена двумерная привычная модель.

Составление общей базы данных позволяет хранить модели типовых конструкций для конструктивно схожих единиц оборудования. Вместо указания геометрических размеров объекта в типовом чертеже указываются ссылки на его параметры. При вставке типового чертежа эти ссылки заменяются на значения параметров. Таким образом, происходит автоматическое формирование чертежа изделия по заранее созданной заготовке. Такая схема работы подходит для часто повторяющихся конструктивных элементов на различный объектах, при незначительных изменениях параметров объекта.

В качестве примера с базами данных на простых конструктивных элементах можно рассмотреть типовые технологические опоры под трубопроводы малых и средних диаметров (57...325 мм) на объектах магистрального газопровода «Сила Сибири». Для составления баз данных были проанализированы инженерно-геологические условия различных площадок строительства. Гео-

## Новые технологии в газовой промышленности

логические условия осложнялись островным и сплошным распространением многолетнемерзлых грунтов, карстообразованием, включениями слабых и насыпных грунтов. Сейсмичность различных площадок изменялась от 6 до 9 баллов. Все опоры технологических трубопроводов были сгруппированы по величине нагрузки и сложности инженерно-геологических условий, определены их требуемые сечения, впоследствии сформирована база данных. На основании этой базы данных программный комплекс позволяет автоматически подбирать требуемую опору под технологический трубопровод на основании вводимых параметров: величина нагрузки, отметка низа опорной конструкции и других с последующим формированием спецификации металлоконструкций.

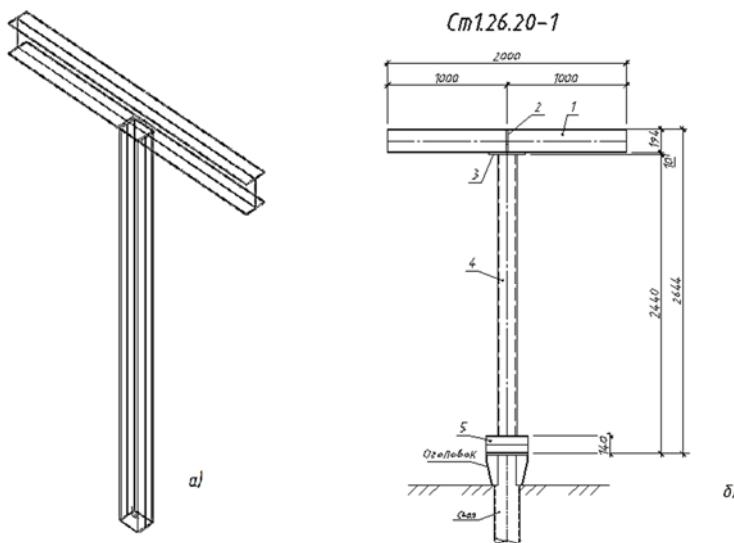


Рис. 3. Схема типовой опоры технологического трубопровода:  
а) трехмерная модель, б) сформированный двухмерный чертеж

Таким образом можно сделать вывод, что модели и объекты управления BIM — являются не просто графическими элементами, а информацией, позволяющей автоматизировать процесс создания чертежей и отчётов, интегрировать современные расчетные комплексы в процесс проектирования выполнять анализ проекта, анализировать график выполнения работ, моделировать перспективу эксплуатации объектов и т. д.

Данная структура работы позволяет участникам процесса проектирования определять лучшее решение на основании имеющейся информации.

BIM является средством объединения распределённых групп, поэтому люди, инструменты и задачи могут эффективно и совместно использовать эту информацию на протяжении всего жизненного цикла здания, что исключает избыточность, повторный ввод и потерю данных, ошибки при их передаче и преобразовании.

Количественная информация извлекается из той же модели, в результате чего автоматически генерируются таблицы спецификаций, ведомости, отчеты, сметы. Атрибутивная информация также считывается с графических объектов или передается через связи этих объектов с базами данных. При этом принципиально новой особенностью концепции единой компьютерной модели здания является возможность её виртуального тестирования на прочность. Интеграция 3D-моделлера с системами расчета, анализа и проектирования конструкций обеспечивает преемственность между физической и расчетной моделями здания

На основании проведенной работы можно сделать вывод, что BIM на основании отдельных разрозненных моделей здания или единичных данных при выполнении необходимых инженерно-технических расчетов можно получить целый взаимосвязанный и сложноподчиненный комплекс таких моделей и баз данных, обеспечивающих преимущества перед прежними формами проектирования.

#### *Список литературы*

1. СП 14.1330.2014. Строительство в сейсмических районах. Строительные нормы и правила / Минстрой России. – М.: ГП ЦПП, 2014. – 52 с.
2. Покровский А.А. Смешанный метод расчета стержневых систем с учетом физической и геометрической нелинейностей // Научно-технический прогресс в строительстве: Тезисы докл. XXVII научно-техн. конференции. Ч. I. – Пенза, 1993. – 53 с.
3. Николаев С. BIM-технология госзаказа / С. Николаев // Строительная газета – Интернет-газета [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/press/stroitelnaya-gazeta-bim-tehnologiya-goszakaza>
4. Талапов В. BIM: что под этим обычно понимают / В. Талапов // isicad – Интернет-издание [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://isicad.ru/ru/articles.php?article\\_num=14078](http://isicad.ru/ru/articles.php?article_num=14078)

*Елаева Марина Владимировна*

инженер отдела комплексных

инженерных изысканий

ПАО «ВНИПИгаздобыча»

г. Саратов, Саратовская область

## ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

*Аннотация:* геоинформационные системы позволяют организовать и упорядочить огромные массивы разнообразной информации на основе пространственного положения. Пространственный подход к управлению информационными потоками особенно эффективен при управлении объектами, занимающими значительные территории, такими как месторождения или газотранспортные системы.

*Ключевые слова:* пространственный подход, геоинформационные системы.

Геоинформационные системы (ГИС) представляют собой совокупность пространственной и атрибутивной информации, программного обеспечения, аппаратной платформы, средств всестороннего анализа информации и ее визуального представления. ГИС обеспечивают сбор, хранение, обработку, отображение и распространение данных [1]. Геоинформационные системы позволяют организовать и упорядочить огромные массивы самой разнообразной информации об объектах на основе наиболее общего критерия – пространственного положения. В России геоинформационные системы приобрели популярность в начале 90-х годов, в этот период в России появились геоинформационные технологии мировых производителей. Сначала ГИС-технологии встраивались в ИТ-проекты, обеспечивая их целостность. Преимущества ГИС-систем оценили также геодезисты и картографы. Не менее важную и значимую роль в популяризации ГИС в России привнесли западные компании, которые в своей производственной деятельности к тому времени уже активно использовали ГИС – технологии. Эти компании присутствовали в нефтегазовом секторе и в секторе телекоммуникационных систем. Кроме того, многие отечественные разработки в области ГИС в этот период находились в стадии интенсивного развития. Особый вклад в развитие геоинформатики в России внесла ГИС-Ассоциация. Она была образована в 1995 г. как негосударственная и некоммерческая общественная организация, объединяющая в

своих рядах специалистов высших учебных заведений, научно-исследовательских, производственных, инженерных, проектно-конструкторских, информационных и других организаций, занятых в области разработки и применения геоинформационных технологий. В настоящее время на территории РФ успешно создаются и развиваются крупные региональные геоинформационные системы. Например, такие системы, как: Геоинформационная система Санкт-Петербурга; Региональная геоинформационная система Московской области (РГИС МО); ГИС органов исполнительной власти Нижегородской области; ГИС в территориальном планировании Ростовской области; Геоинформационная система города Астаны; Единое геоинформационное пространство г. Москвы и многие другие.

Сегодня ГИС – одна из современнейших перспективных технологий, которую многие организации внедряют в свою производственную деятельность как инструмент, совершенствующий работу предприятий [2].

Целью разработки ГИС в газовой отрасли является создание эффективного инструмента для информационного обеспечения принятия управленческих решений в области добычи, транспортировки и хранения газа на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации. Необходимо применение передовых технологий и способов хранения и представления информации, способных объединить информационные потоки различных направлений и обеспечить оперативный поиск и представление данных многим пользователям, находящимся на разных уровнях управления и работающим в единой информационной среде. Это особенно актуально для крупных проектов, таких как обустройство газового месторождения или строительство системы магистральных газопроводов, разработчикам которых приходится сталкиваться с необходимостью анализа большого количества разнородных данных. Так, объемы информации, передаваемой от проектировщика к заказчику, измеряются десятками томов печатной продукции и тысячами файлов. Причем, информация передается не однократно, а поэтапно, в соответствии с договорами, в течение нескольких лет. В результате накапливается огромный архив данных, которые могут вступать в противоречие друг с другом или частично терять актуальность. Помимо огромного объема данных, проблемой является их разобщенность и разнородность. Документация выполняется на бумажных носителях или в электронном виде в форматах разных программ, а если речь идет о пространственной информации, то и в разных масштабах и разных системах координат, которые зачастую могут быть произвольными. Кроме того, в процессе проектирования и строительства объектов, идет непрерывный обмен информацией между раз-

## Новые технологии в газовой промышленности

---

личными подразделениями проектировщика, заказчика, субподрядчиков, в ходе которого она уточняется, обновляется, дополняется, а в растущем архиве становится сложным найти актуальные на данный момент документы или файлы по конкретному объекту. В такой ситуации говорить об оперативном управлении процессами проектирования и строительства не приходится. Чтобы исправить положение, необходим механизм, позволяющий структурировать и упорядочить хранение и использование информации. В качестве такого механизма наиболее целесообразным и экономически обоснованным представляется использование распределенных централизованно управляемых корпоративных информационных систем, интегрирующая роль в которых принадлежит геоинформационным системам (ГИС).

Отдел геоинформационных систем (ОГИС) ПАО «ВНИПИгаздобыча» был создан в 2007 году. Было принято решение разрабатывать ГИС с первых этапов разработки проектов. Такой подход позволяет заложить единую информационную основу, как для проектно-изыскательских работ, так и для эффективного управления технологическими процессами добычи, подготовки и транспортировки газа.

Предлагаемый ПАО «ВНИПИгаздобыча» подход обеспечивает интегрированное представление информации, собранной на протяжении всех этапов существования объекта: сбора исходных данных; комплексных инженерных изысканий; проектирования; строительства и эксплуатации. Такая организация системы особенно востребована при разработке крупных проектов, так как все перечисленные этапы происходят не друг за другом, а параллельно, например, часть проекта уже сдана в эксплуатацию, другая часть находится на стадии инженерных изысканий, а по третьей части еще происходит сбор исходных данных, в то время как следующие объекты лишь планируются к размещению. В этом случае геоинформационная система выступает как инструмент для оперативного принятия управленческих решений в области добычи газа, природопользования, мониторинга и других областях на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации. В ПАО «ВНИПИгаздобыча» разработана технология создания геоинформационных систем с применением коммерческих программных продуктов и открытых разработок. Также при разработке геоинформационных систем используются собственные программные разработки Отдела геоинформационных систем, позволяющие расширить стандартный функционал создаваемых ГИС. Разрабатываемые геоинформационные системы состоят из трех основных компонентов: подсистемы хранения данных; подсистемы управления данными и подсистемы публикации данных. За время своего существования отделом геоинформационных си-

стем разработаны и сопровождаются геоинформационные системы для ряда объектов, которые территориально на данный момент объединены в крупные проекты: «Восток», «Ямал» и «Сахалин». Проект «Восток» включает в себя ГИС следующих объектов: Чаяндинское НГКМ, Магистральный газопровод «Сила Сибири», СПГ Владивосток, Амурский ГПЗ, Ковыктинское ГКМ. Основой проекта являются материалы комплексных инженерных изысканий по Чаяндинскому НГКМ и магистральному газопроводу «Сила Сибири». В качестве основы используется обзорная карта южной части Дальневосточного региона России, при этом доступны несколько вариантов подложки: административная карта; физическая карта и карта растительности. Проект «Ямал» объединяет в единую геоинформационную систему крупнейшие месторождения Ямала: Бованенковское и Харасавэйское, а также предоставляет обзорную информацию по системе магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта» и радиорелейной линии связи «Бованенково – Лабытнанги – Лонг-Юган – Надым». Наиболее полно в системе представлены материалы инженерных изысканий, проводимых ПАО «ВНИПИГаздобыча» и субподрядными организациями, начиная с 2003 г. и по сегодняшний день. Проект содержит: обобщенные результаты геодезических, геологических и экологических изысканий за весь период ведения проекта; информацию по проектным решениям; материалы исполнительной съемки; фотоматериалы; данные тематических карт, а также архив проектно-изыскательской документации, управляемый менеджером проекта. Проект «Сахалин» содержит ГИС Киринского ГКМ, а также информацию по объекту газопровод УКПГ Киринского ГКМ – ГКС «Сахалин».

ГИС предоставляют возможность всем подразделениям ПАО «ВНИПИГаздобыча» работать в единой информационной среде, что позволяет сократить сроки получения информации, необходимой для принятия решений по управлению процессами проектирования, строительства и эксплуатации производственно-технологического комплекса добычи и подготовки газа.

### *Список литературы*

1. Тикунов В.С. Основы геоинформатики [Текст]: Учеб. пособие для студ. вузов в 2-х книгах. Книга 1 / Е.Г. Капралов, А.В. Кошкарев, В.С. Тикунов [и др.]; ред. В.С. Тикунов. – М.: Академия, 2004. – 352 с.
2. Емельянова Г. ГИС сегодня: тенденции, обзор / Г. Емельянова [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.isicad.ru](http://www.isicad.ru)

Тимофеева Людмила Анатольевна  
инженер 3 категории отдела автоматизации  
проектирования и управления  
ПАО «ВНИПИгаздобыча»  
г. Саратов, Саратовская область

## ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНО- ТЕХНИЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ

*Аннотация:* в статье рассмотрено применение в ПАО «ВНИПИгаздобыча» современных информационных технологий в системе управления материально-техническими ресурсами (МТР), показана эффективность перехода от ручной работы (обработки, поиска, составления отчетов и т.д.) к автоматической, что значительно повышает объем и качество выполняемых работ по разработке проектных решений.

*Ключевые слова:* материально-технические ресурсы (МТР), автоматизация формирования сводных заказных спецификаций (СЗС), присвоение кодов ИУС МТР, механизм мониторинга стоимости для серийных МТР.

В проектных институтах в условиях необходимости обеспечения надлежащего уровня и качества работ актуальными проблемами на сегодняшний день являются: информационное взаимодействие между проектными подразделениями, централизованное формирование и ведение базы данных МТР, централизованный всесторонний контроль качества записей МТР, содержащихся в базе данных, централизованное формирование таблично-текстовых документов, а также интеграция с другими информационными системами и системами автоматизации проектных работ (САПР). Создание информационной системы в ПАО «ВНИПИгаздобыча» было обосновано тем, что отсутствие централизованной базы данных негативно сказывалось на качестве и оперативности процесса проектирования. В 2009 в ПАО «ВНИПИгаздобыча» была разработана и введена в эксплуатацию информационная система ведения базы материально-технических ресурсов (ИС Autodocs). Данная система предназначена для создания единого информационного поля, на котором осуществляется взаимодействие между проектными подразделениями в процессе ведения базы данных МТР, выпуска таблично-текстовой проектно-сметной документаций (ПСД). За счет внедрения ИС Autodocs удалось оптимизировать процесс формирования сметной документации на основе ПСД, разрабатываемой про-

ектными подразделениями, оптимизировать и повысить качество процесса проектирования в проектных подразделениях, осуществить интеграцию с другими информационными системами и САПР. Процесс формирования базы данных МТР в полном объеме обеспечивается актуальной технической информацией об оборудовании и материалах.

Система ИС Autodocs обеспечивает: формирование централизованной базы МТР; осуществление контроля качества и актуальности содержащихся в базе данных МТР; автоматизированную проверку актуальности и допустимости применения на объектах ПАО «Газпром» нормативных документов, по которым выпускаются МТР; автоматизированную проверку наличия у МТР, включаемых в ПСД, разрешительной документации и сроков ее действия; автоматизированный выпуск документов, входящих в задание на формирование локальных смет (спецификаций оборудования и материалов, ведомостей объемов строительных и монтажных работ, ведомостей трубопроводов, опросных листов, ведомостей комплектных изделий и другой ПСД); автоматизированный мониторинг изменений, вносимых в выпускаемые документы; формирование выборок и отчетов по базе МТР; интеграцию с другими информационными системами.

В 2011 г. ИС Autodocs заняла 1 место в XII конкурсе ОАО «Газпром» по компьютерному проектированию и информационным технологиям.

В настоящее время ИС Autodocs активно развивается. Разработан новый функционал автоматизированного создания сводных заказных спецификаций. Автоматизация формирования сводных заказных спецификаций (СЗС) и интеграция с СЭТД значительно повышает скорость подготовки и качество СЗС. Скорость формирования СЗС и качество повышается за счет автоматизации процесса обработки только тех документов, которые находятся в СЭТД в определенной степени готовности, а остальные документы либо исключаются, либо фиксируются (в зависимости от изменения информации о документе). Это дает возможность формировать СЗС по конкретным отправкам, делать сводные СЗС по всему проекту, отслеживать изменения и историю по ранее направленным Заказчику отправкам, в режиме реального времени обновлять информацию по отправкам.

Для дальнейшей автоматизации работы с базой МТР в ПАО «ВНИПИГаздобыча» разрабатывается и внедряется система AutodocsWeb, являющаяся подсистемой ИС Autodocs. Новые разработки повышают эффективность следующих видов деятельности: массовая обработка записей МТР, выборка данных в различных форматах, рассылка и обработка электронных писем, а так же взаимодействие с другими информационными системами (систем-

мой электронного документооборота (СЭТД), информационно-управляющей системой материально-технических ресурсов ПАО «Газпром» (ИУС МТР) и прочими). Новая система AutodocsWeb построена с использованием технологии ASP.NET и платформы NET.Framework. ASP.NET является на сегодняшний день основной технологией для построения серверных элементов веб-приложений от фирмы Microsoft. Система позволяет пользователям получать и обрабатывать различную информацию: прототип СЗС в реальном времени, выборки МТР в различных разрезах с взаимодействием с СЭТД, запросы в адрес заводов-изготовителей (поставщикам) МТР и их обработка, отчетность по работе службы мониторинга писем, проектно-сметную документацию и прочее.

Система отображает информацию на основе разграничения прав доступа. Права доступа разграничены по отделам, по ролям и для всех пользователей системы. Доступ к данной системе имеют все пользователи ПАО «ВНИПИГаздобыча», имеющие доступ к базе данных МТР Autodocs.

В системе AutodocsWeb разработан механизм быстрого создания отчетов и вывода информации на экран или в файл в различных форматах. Администратор этой системы может разрабатывать новые отчеты, редактировать информацию уже разработанных отчетов, а так же управлять доступом к интерфейсу разработки и редактирования отчетов. Для разработки нового отчета достаточно в подсистеме «Администрирование системы AutodocsWeb» интерактивно указать набор полей на входе (входных данных), тип вывода данных, указать метод получения данных из базы, все остальное система сделает автоматически. Таким образом, на разработку нового отчета будет затрачено минимальное количество времени, так как необходимо лишь запрограммировать сам алгоритм получения выходных данных, а все поля для входных данных, их обработка, проверка корректности ввода данных будут созданы и размещены в отчете автоматически. Механизм вывода данных в определенном формате так же будет запущен автоматически. При формировании отчета система сама отобразит входные параметры, заполнит параметры по умолчанию, в зависимости от типа параметра наложит ограничения на вводимые пользователем данные, будет запрашивать у пользователя не введенные им значения, отобразит выходную информацию в указанном формате. Неоспоримым плюсом данной системы является быстрая адаптация к изменяющимся требованиям получения отчета. Разработчику не нужно каждый раз создавать новый отчет средствами среды разработки VisualStudio, не нужно разрабатывать интерфейс новой страницы, не нужно описывать вывод информации в нужном формате. Разработчику отчета необходимо только написать процедуры заполнения параметров (при необхо-

димости) и основную процедуру для вывода запрашиваемых данных. Все остальное система выполнит автоматически.

Автоматическая обработка писем, получаемых от ООО «Газпром комплектация» в ответ на запросы инициатора о присвоении кодов ИУС МТР, существенно облегчает процесс заполнения соответствующих атрибутов в базе МТР, ускоряя тем самым выпуск качественной проектно-сметной документации (спецификаций оборудования (СО), сводных заказных спецификаций (СЗС)). В случае успешного получения кода ИУС МТР, полученные в письме данные об МТР проставляются системой AutodocsWEB в базе Autodocs с уведомлением об изменении записи МТР адресата письма. Если в письме код Справочника ИУС МТР присвоен, но системой AutodocsWEB не происходит идентификации записи МТР в базе Autodocs, то письмо будет обрабатываться с заданной периодичностью до определения соответствия между записью МТР в письме от ООО «Газпром комплектация» и записью МТР в базе Autodocs. Отслеживание пользователем в заданном временном интервале и по заданным критериям писем с отклоненными по каким-то причинам заявками на присвоение кода ИУС МТР позволяет своевременно реагировать на замечания ООО «Газпром комплектация»: изменять данные по МТР, если запрос вернули на доработку, использовать другой МТР в проектно-сметной документации, если запрос был отклонен по каким-либо причинам.

Механизм реализован на основе windows-службы (мониторинг и обработка писем) и технологии ASP.NET (отчет для отслеживания результатов обработки). Механизм мониторинга стоимости на серийные МТР необходим для актуализации информации о МТР. Этапы мониторинга отпускной стоимости серийных МТР включают в себя: отправку запросов в адрес заводов-изготовителей об актуализации информации по записи МТР, включая стоимость; рассылку оповещений пользователям системы средствами СЭТД об окончании срока актуальности МТР и/или информировании о необходимости повторной отправки запроса на завод-изготовитель; отслеживание статуса отправок по пользователям в заданном временном интервале с возможностью повторной отправки запроса; обработку ответов от заводов-изготовителей.

Механизм мониторинга стоимости на серийные МТР позволяет поддерживать актуальность информации о записи МТР и отпускной стоимости, своевременно реагировать на изменение или снятие МТР с производства (исправлять или блокировать запись о МТР для качественного выпуска ПСД).

Применение Web-технологий позволяет получать информацию всем пользователям, у которых есть доступ к данным, нет необходимости в дополнительных программных продуктах. Быстрая

## Новые технологии в газовой промышленности

---

адаптация к изменяющимся требованиям позволяет оперативно создавать и менять формат отчетов и выходных данных. Рабочее пространство пользователя, настраиваемое по отделам или ролям, делает интерфейс эргономичным. В перспективе Web-технологии можно будет применять удаленно, например, при работе с субподрядными организациями.

Применение в ПАО «ВНИПИгаздобыча» современных информационных технологий в системе управления материально-техническими ресурсами (МТР) позволяет избавиться от ручной работы (обработки, поиска, составления отчетов и т.д.), что, несомненно, повысит объем и качество выполняемых работ по разработке проектных решений.

### *Список литературы*

1. ГОСТ Р 21.1101-2013. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
2. ГОСТ 21.110-2013. Система проектной документации для строительства. Спецификация оборудования, изделий и материалов.
3. ГОСТ 34.320-96. Информационные технологии. Система стандартов по базам данных. Концепции и терминология для концептуальной схемы и информационной базы.
4. ГОСТ 34.321-96. Информационные технологии. Система стандартов по базам данных. Эталонная модель управления данными.
5. СТО ВГД 004-2209. Порядок работы с электронными документами.
6. СП 01044.145-2005. Правила идентификации проектных документов.
7. СТО ВГД 150.3.1-2016. Взаимодействие подразделений при разработке проектной документации.
8. Регламент ведения единой базы МТР в системе AutoDocs от 05.06.2009 ОАО «ВНИПИгаздобыча».

**УДК 004.946**

**Чистяков Сергей Сергеевич**  
инженер 3 категории отдела автоматизации  
проектирования и управления  
ПАО «ВНИПИгаздобыча»  
г. Саратов, Саратовская область

## **ПРИМЕНЕНИЕ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ**

**Аннотация:** в статье рассказано о современных технологиях виртуальной реальности (VR) и преимуществах их использования в проектировании. Описаны некоторые сложности разработки приложений для VR и пути их решения.

**Ключевые слова:** виртуальная реальность, 3D моделирование, Unreal Engine, Oculus Rift.

За последние годы технологии виртуальной реальности претерпели кардинальные изменения – оборудование стало компактнее, дешевле, удобнее и готово подарить такие впечатления, кото-

рые могут изменить всё, что люди знали о виртуальной реальности. Человек может полностью погрузиться в виртуальный мир с реалистичной графикой, в котором можно осматриваться путем естественных движений головы, перемещаться и взаимодействовать с окружающими объектами с помощью специальных контроллеров, которые повторяют движения рук. Виртуальная реальность позволяет получить эффект полного погружения, благодаря чему восприятие 3D моделей переходит на совершенно новый уровень, позволяя наглядно показать преимущества вашего проекта для потенциальных заказчиков на демонстрациях.

Технологии виртуальной реальности применяются не только в целях впечатляющих демонстраций. Создание интерактивных тренировочных симуляторов, позволяющих обучать персонал это ещё одно перспективное направление. Одним из главных преимуществ такого обучения является возможность отрабатывать действия персонала при возникновении чрезвычайных ситуаций на объекте без риска для их жизни и ущербу дорогостоящему оборудованию.

На сегодняшний день существует множество компаний, которые предлагают готовые системы тренировочных симуляторов для объектов газовой промышленности. Среди них такие компании, как «EON Reality» [1], «VE Group» [2], «AspenTech» [3], «Barco» [4], и другие. Подобные решения стоят больших денег и не всегда удобны в использовании, поскольку большая часть из них представляет собой отдельную комнату виртуальной реальности, состоящую из нескольких экранов, окружая человека со всех сторон, либо из 3D-проекторов.

Теперь же появились более привлекательные технологии, а именно шлемы виртуальной реальности, о которых дальше и пойдет речь. Существует 2 основных типа таких устройств – беспроводные, которые используют телефон в качестве экрана, и проводные, соединенные с компьютером. Беспроводные шлемы удобнее в использовании, но на текущий момент производительности телефонов не хватает для реализации серьезных проектов. Проводные же шлемы могут использовать всю вычислительную мощь современных персональных компьютеров. Лучших результатов в разработке проводных шлемов на данный момент добились разработчики таких устройств как «Oculus Rift» [5] и «HTC Vive» [6]. Их решения позволяют комфортно работать с виртуальной реальностью на протяжении длительного времени, кроме того они хорошо совместимы не только со многими движками для разработки VR игр и приложений, но и с уже готовыми программными решениями. По мере развития технологий и усиления конкуренции цена на такие устройства стремительно падает и уже сейчас они доступны не только компаниям, но и простым людям.



Рис. 1. Шлем виртуальной реальности Oculus Rift CV1

Виртуальная реальность развивается, в основном, вокруг игровой индустрии, поэтому для разработки VR приложений применяют игровые движки, такие как «Unreal Engine» [7] или «Unity» [8]. С их помощью разработчики могут создавать VR приложения с невероятно красивой, реалистичной графикой и широкими возможностями. Кроме того, такие движки стоят не дорого, а при определенных условиях и вовсе бесплатны.

Специалистами ПАО «ВНИПИгаздобыча» [9] уже были успешно разработаны некоторые VR приложения на движке «Unreal Engine 4» в сочетании со шлемом «Oculus Rift CV1». Первый тип приложений – это «бродилки» по промышленным объектам, где пользователь может свободно перемещаться и изучать всё в мельчайших подробностях, используя шлем виртуальной реальности и контроллер. Другая перспективная разновидность приложений, это виртуальный тренажерный симулятор для отработки действий при возникновении чрезвычайных ситуаций на объекте. Гибкость движка Unreal Engine 4 позволяет за короткие сроки создавать любые сценарии для обучения персонала. Кроме того, в приложении поддерживается нахождение множества людей одновременно, которые смогут работать сообща.



Рис. 2. VR приложение на движке Unreal Engine 4

Основная сложность в разработке VR приложений для газовой и нефтяной отрасли это оптимизация огромного множества 3D моделей. Для комфорtnого взаимодействия пользователя с устройством необходима высокая частота кадров в секунду, куда большая, чем в обычных приложениях и видео. Это необходимо не столько для реалистичности графики, сколько для устранения чувства укачивания и головокружения, которые испытывают некоторые люди во время использования очков виртуальной реальности при недостаточно высокой частоте кадров в секунду.

Поэтому задача VR разработчика состоит в том, чтобы использовать сложные 3D модели из САПР в среде виртуальной реальности так, чтобы они использовали как можно меньше ресурсов компьютера. И главный способ этого достичь – тщательно доработать каждый объект модели (арматура, фитинги, оборудование и т.д.), уменьшая количество полигонов и мелких деталей, используя программы трёхмерного моделирования, такие как Autodesk 3ds Max и Autodesk Maya. Подобных объектов может быть великое множество, а процесс их оптимизации весьма трудоёмок, но на помощь могут прийти скрипты, автоматизирующие значительную часть ручной работы.

Ещё один эффективный способ снизить требования VR-приложения к вычислительным ресурсам компьютера это применение технологии LOD (Level of Detailing). Она заключается в создании дополнительных копий объектов с различной степенью детализации, которые будут переключаться в зависимости от удаления объекта от камеры виртуального персонажа. Смысл заключается в том, что на больших расстояниях отображать высокоде-

## Новые технологии в газовой промышленности

тализированные объекты не рационально, поэтому они заменяются на низкодетализированные копии. Разница между ними с большого расстояния почти не видна, а выигрыш в производительности может быть огромен.

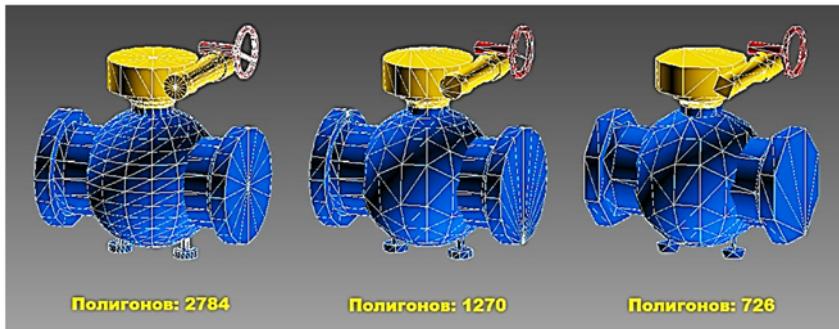


Рис. 3. Пример использования технологии LOD (Level of Detailing)

Технологии виртуальной реальности всегда были актуальны для специалистов в отрасли проектирования, однако эти решения были доступны не всем из-за высокой цены на оборудование, настройку и использование. 2016 год открыл второе дыхание для VR технологий. Лидеры индустрии называют VR третьей технологической революцией (после интернета и смартфонов) нашего времени, которая уже через несколько лет в корне изменит то, как мы взаимодействуем с миром. С появлением новых шлемов виртуальной реальности уже сейчас можно сэкономить на дорогостоящем оборудовании и ПО, а также перейти на принципиально новый уровень реализма, комфорта и взаимодействия.

### *Список литературы:*

1. EON Reality [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.eonreality.com](http://www.eonreality.com), свободный
2. VE Group [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [ve-group.ru](http://ve-group.ru), свободный
3. AspenTech [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.aspentech.com](http://www.aspentech.com), свободный
4. Barco [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.barco.com](http://www.barco.com), свободный
5. Oculus [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.oculus.com](http://www.oculus.com), свободный
6. Vive [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.vive.com](http://www.vive.com), свободный
7. Unreal Engine [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.unrealengine.com](http://www.unrealengine.com), свободный
8. Unity [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://unity3d.com](http://unity3d.com), свободный
9. ПАО «ВНИПИГаздобыча» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.vnipigaz.gazprom.ru](http://www.vnipigaz.gazprom.ru), свободный

---

## ОГЛАВЛЕНИЕ

**Героическая предыстория – основа будущих достижений..4**

### РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ

|  |    |
|--|----|
| <b>Скрябина А.С.</b> Актуальность вопроса временного подземного хранения гелия.....  | 9  |
| <b>Денисюк О.В., Решетников М.В., Ерёмин В.Н.</b> Петромагнитный метод исследования почв при поиске и разведке месторождений углеводородов .....   | 15 |
| <b>Грищенко В.А., Качкин А.А., Зайцев Н.А.</b> Изучение анизотропии магнитной восприимчивости баженовской свиты Имилорского месторождения Западной Сибири .....                            | 18 |
| <b>Сафаров Ш.Р., Юмагулов Р.Р., Анопин А.Ю.</b> Определение момента вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения....   | 25 |
| <b>Самохин С.О., Сатубалиев Д.Ш., Колпаков В.В., Маникин А.Г.</b> Применение палеомагнитного метода для ориентирования керна, к слабомагнитным терригенным отложениям Западной Сибири....  | 30 |
| <b>Решетников М.В., Ерёмин В.Н.</b> Петромагнитные свойства почв на территории Степновского подземного хранилища газа.....   | 33 |
| <b>Самарин С.В., Исаев П.В., Маникин А.Г., Пустошкин Р.В.</b> Результаты петромагнитных исследований кернового материала Имилорского месторождения.....                                    | 35 |
| <b>Полянин А.А., Шигаев В.Ю.</b> К возможности контроля путей миграции углеводородов геоэлектрохимическими методами.....   | 39 |
| <b>Руднев С.А., Тойо Б.</b> Применение отечественных методик интерпретации данных геофизических исследований скважин на каротажных материалах месторождений Венесуэлы.....                 | 43 |
| <b>Соломон М.В., Мустаков М.А., Радзиевская О.-М. А.</b> Особенности развития полигалитовой минерализации пермской соленосной формации в пределах Шарлыкской площади Оренбургской области. | 46 |
| <b>Рябов И.П., Ильинский Е.И.</b> Турон-коньякские комплексы бентосных фораминифер и брахиопод в разрезе «Озерки-02» ....  | 51 |
| <b>Соломон М.В.</b> Особенности развития борной минерализации прибрежной зоны Прикаспийской впадины .....  | 54 |
| <b>Хрусталев С.Ю.</b> Сантонский – кампанный интервал пород северной части Доно-Медведицких дислокаций .....   | 59 |

## ОБУСТРОЙСТВО ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА

|  |     |
|--|-----|
| <i>Реутских Н.В., Дуденко И.А., Бережной М.А.</i> Геотехнический мониторинг магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород .....                                      | 62  |
| <i>Тройников А.Д.</i> Использование результатов испытаний мембранных элементов для выделения гелия при проектировании УМВГК Чаяндинского НГКМ .....  | 71  |
| <i>Тюрин М.А., Бочаров М.Е.</i> Исследование воздействия динамических нагрузок на легкие фундаменты газоперекачивающих агрегатов в сложных геологических условиях .....                      | 76  |
| <i>Стороженко Ю.М., Ялов С.В.</i> Эффективность создания утилизационного энергетического контура газоперекачивающих агрегатов на низкокипящих рабочих телах в системах транспорта газа ..... | 80  |
| <i>Молот С.В., Артюхов И.И.</i> Высшие гармоники в системе электроснабжения частотно-регулируемого электропривода вентиляторов АВО газа.....   | 90  |
| <i>Ретунский А.С., Беспятов А.Б.</i> Оптимизация проектируемой технологии на примере дожимного комплекса «Ковыктинского ГКМ».....  | 97  |
| <i>Гребенников А.Г.</i> К вопросу управления расчетами электрических нагрузок .....  | 103 |
| <i>Бакулин И.Н., Ефимова И.А.</i> Применение автономных источников питания для электроснабжения потребителей транспорта газа .....   | 106 |

## УПРАВЛЕНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

|   |     |
|---|-----|
| <i>Аврамов М.В.</i> Обоснование метода и внедрение автоматизированной установки ультразвуковой очистки горелочных устройств газоперекачивающих агрегатов.....                                   | 115 |
| <i>Паращенко И.И., Бочарников А.П.</i> Оценка возможности применения локальных очистных сооружений для утилизации производственных сточных вод, содержащих продукты окисления меркаптанов ..... | 124 |
| <i>Шварц А.Ю., Антропов П.Г., Долинина О.Н.</i> Интеллектуальная система диагностики газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций.....  | 135 |

|   |            |
|---|------------|
| <i>Игнатов А.В., Гималов И.Р.</i> Совершенствование технологии перевозки опасных грузов на основе теоретико-множественного анализа..... | 145        |
| <i>Яковлев Д.М.</i> BIM-технологии при проектировании объектов нефтегазовой сферы.....  | 154        |
| <i>Елаева М.В.</i> Применение геоинформационных систем для обустройства газовых месторождений и магистральных газопроводов..            | 160        |
| <i>Тимофеева Л.А.</i> Применение современных информационных технологий в системе управления материально-техническими ресурсами .....    | 164        |
| <i>Чистяков С.С.</i> Применение виртуальной реальности в проектировании .....   | 168        |
| <b>Оглавление.....</b>  | <b>173</b> |

*Научное издание*

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ  
В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**  
Сборник статей

заочной научной конференции молодых ученых  
и специалистов предприятий газовой промышленности  
и учебных заведений Саратовской области  
Саратов, 21 декабря 2016 г.

Ответственные редакторы *В.А. Вагарин,  
С.А. Иванов, С.Л. Вааз, М.Е. Бочаров.*

Компьютерная верстка и правка *Н.А. Митрюхина*  
Дизайн обложки *А.А. Устюнцев*

Формат 60×84/16. Бумага офсетная. Печать офсетная.  
Гарнитура Times. Усл. печ. л. 10,23. Заказ К-179. Тираж 500 экз.

Центр научного сотрудничества «Интерактив плюс»

428005, Чебоксары, Гражданская, 75

8 800 775 09 02

[info@interactive-plus.ru](mailto:info@interactive-plus.ru)

[www.interactive-plus.ru](http://www.interactive-plus.ru)

Отпечатано в Студии печати «Максимум»

428005, Чебоксары, Гражданская, 75

+7 (8352) 655-047

[info@maksimum21.ru](mailto:info@maksimum21.ru)

[www.maksimum21.ru](http://www.maksimum21.ru)